

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M. Ing.

PAR
Colas CELLIER

ÉTUDE ET SIMULATION D'UN SYSTÈME
ÉOLIEN CONNECTÉ AU RÉSEAU MONOPHASÉ

MONTREAL, LE 28 JUILLET 2012

©Tous droits réservés, Colas CELLIER, 2012

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

Pr. Kamal Al-Haddad, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

Pr. Abdelhamid Hamadi, codirecteur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

Pr. Ambrish Chandra, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

Pr. Handy Fortin Blanchette, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 3 JUILLET 2012

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

J'aimerais exprimer mes remerciements les plus sincères au professeur Kamal Al-Haddad, pour avoir accepté de me diriger dans le cadre de mon mémoire. Son soutien et ses directives ont toujours été très instructifs.

Je tiens à remercier mon codirecteur, le professeur Abdelhamid Hamadi qui m'a accompagné tout au long de ce travail de recherche, il a su me guider de la meilleure des manières et m'a fait partager sa précieuse expérience.

Je remercie également les membres du jury pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptant d'évaluer mon travail.

Mes pensées se tournent également vers tous les colocataires et amis que j'ai pu côtoyer au long de cette expérience à l'étranger. Et plus particulièrement à Benam, Mimi, Romano, et Tibalsh avec qui j'ai partagé mon quotidien et qui ont rendu mon expérience inoubliable. ☺

Merci également à mes parents, Christophe et Isabelle, sans qui je n'aurais jamais pu vivre cette expérience et tiens à les remercier de m'avoir soutenu et épaulé durant ma scolarité. Une pensée également à mes petites sœurs Camille et Louise ainsi qu'à Selma, ma grand-mère Janine, mon défunt grand-père Philippe, mon arrière Aimée et mes grand parents Daddy et Mamou. ☺

Enfin, je souhaite remercier Chloé qui m'a soutenu et accompagné durant cette longue expérience, merci d'avoir cru en notre relation malgré la distance. Merci pour ta patience et ton amour. <3

ÉTUDE ET SIMULATION D'UN SYSTÈME ÉOLIEN PMSG ALIMENTANT UN RÉSEAU MONOPHASÉ

Colas CELLIER

RÉSUMÉ

La recherche de type éolien de nos jours fait l'objet de différentes topologies liées aux convertisseurs et aux commandes associées. L'énergie renouvelable de type éolien est en pleine expansion; de ce fait différentes entreprises dans un but de compétitivité recherche des moyens d'optimiser les performances, mais également de réduire les coûts. Ainsi dans ce projet, nous traiterons, dans la finalité de cette étude, de différentes topologies en passant par l'onduleur à trois niveaux ainsi que le redresseur à trois IGBT dit redresseur de vienne. Nous allons évoquer dans un premier temps les topologies des différents types d'éoliennes, pour ensuite décrire plus en détail le type de génératrice utilisée (PMSG ou MSAP), par la suite nous allons rentrer dans l'étude technique d'une topologie usuelle d'électronique de puissance (PMSG/Redresseur/Onduleur quatre interrupteurs) reliée à un réseau monophasé. À partir de là nous dériverons cette topologie à différentes sortes de topologies plus performantes (trois niveaux coté onduleur) puis plus économique (onduleur six interrupteurs et redresseur de vienne).

En généralisant nous analyserons les performances qualitatives ainsi que pécuniaires de ces différentes topologies, et nous tenterons de rendre accessibles et performants des dispositifs censés être moins coûteux.

Mots-clés : Matlab/Simulink, PMSG, onduleur trois niveaux, Redresseur de Vienne, Réseau monophasé.

ÉTUDE ET SIMULATION D'UN SYSTÈME ÉOLIEN PMSG ALIMENTANT UN RÉSEAU MONOPHASÉ

Colas CELLIER

ABSTRACT

Nowadays the research in wind turbine brought various topologies connected to converters and their associated controls. The renewable energy generated by wind turbine is rapidly growing and a lot of enterprise in a purpose of competitiveness look for means to optimize the performance but also to reduce the prices of such technologies. In this project, we will speak about different topologies focusing on the three level inverter and the three switch rectifier called "Vienne rectifier. In a first hand, we will introduce the topologies of various type of wind turbine, and then we will describe more in detail the kind of generator (PMSG). Afterward, a technical study of usual topologies of power electronics (PMSG/Rectifier/inverter 4 switch) directly connected to a single phase network. At this point we will generalize the concept proposed in this topology to generate more efficient ones such as three-level single phase inverter and in an economical view (six switch inverter and Vienna rectifier. Finally we shall analyze the qualitative technical and economic performance. We will try to make accessible and successful some topologies supposed to be cheaper.

Keywords: Matlab/Simulink, PMSG, three level inverter, Vienne rectifier, single phase grid.

TABLE DES MATIÈRES

		Page
INTRODUCTION	1	
CHAPITRE 1 GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTEMES ÉOLIENS	3	
1.1 Introduction.....	3	
1.2 Différents types d'éoliennes	3	
1.2.1 Éoliennes à axe vertical	4	
1.2.2 Éoliennes à axe horizontale	5	
1.3 Énergie cinétique et mécanique	6	
1.4 Stratégie de fonctionnement d'une éolienne.....	10	
1.5 État de l'art sur la conversion électromécanique	15	
1.5.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone.....	15	
1.5.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil.....	15	
1.5.1.2 Machine asynchrone à double stator.....	16	
1.5.1.3 Machine asynchrone couplé avec une structure redresseur/onduleur.....	17	
1.5.1.4 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Kramer	18	
1.5.1.5 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec convertisseurs MLI	18	
1.5.2 Systèmes utilisant la machine synchrone.....	20	
1.5.2.1 Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants	20	
1.6 Conclusion	22	
CHAPITRE 2 MODÉLISATION D'UNE ÉOLIENNE	23	
2.1 Introduction.....	23	
2.2 Modélisation	23	
2.2.1 Coefficient de l'énergie éolienne	25	
2.2.2 Vitesse de rotation.....	27	
2.2.3 Région d'exploitation de turbine	28	
2.3 Différentes techniques du MPPT	30	
2.3.1 A partir de la puissance maximale	30	
2.3.2 A partir de Beta et $\lambda_{nominale}$	33	
2.3.3 Perturbation et observation	33	
CHAPITRE 3 MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (QUATRE INTERRUPTEURS).....	37	
3.1 Introduction.....	37	
3.2 Modélisation de la PMSG	38	
3.2.1 Principe de fonctionnement de la MSAP.....	38	
3.2.2 Modèle généralisé de la PMSM.....	39	

3.2.3	Modélisation de la MSAP dans le référentiel d-q	42
3.3	Modélisation et commande du redresseur	49
3.4	Modèle et commande de l'onduleur	51
3.4.1	Stratégie de commande (indirecte monophasé)	52
3.5	Résultats de simulation de l'ensemble	54
CHAPITRE 4 MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (HUIT INTERRUPTEURS)		
4.1	Introduction	61
4.2	Modélisation et stratégies de modulation de l'onduleur trois niveaux en monophasé	62
4.2.1	Topologie NPC du convertisseur	62
4.2.2	Résultats de simulation pour le filtre actif NPC (8 interrupteurs) trois niveaux	64
4.3	Résultats de simulation de l'ensemble avec PMSG	65
CHAPITRE 5 MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (SIX INTERRUPTEURS)		
5.1	Introduction	69
5.2	Modélisation de la topologie à «six interrupteurs» du convertisseur	69
5.2.1	Modélisation du convertisseur 6 interrupteurs	69
5.2.2	Résultats de simulation pour le filtre actif 6 interrupteurs	73
5.3	Résultat global	74
CHAPITRE 6 MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR DE VIENNE /ONDULEUR (HUIT / SIX INTERRUPTEURS)		
6.1	Introduction	77
6.2	Modélisation et stratégies de commande du redresseur de vienne	77
6.2.1	Résultats de simulation pour le redresseur de vienne seul	84
6.3	Ensemble NPC/Vienne avec PMSG et onduleur à huit interrupteurs	85
6.3.1	Topologie utilisant l'onduleur huit interupteurs(NPC) et le redresseur de Vienne	86
6.3.2	Topologie utilisant l'onduleur sixinterupteurs et le redresseur de Vienne	90
CONCLUSION GÉNÉRALE		95
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES		97

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 3-1	Paramètres de simulation pour la première topologie.....55
Tableau 4-1	Séquence MLI de l'onduleur NPC 8 interrupteurs63
Tableau 4-2	Paramètres de simulation pour la deuxième topologie68
Tableau 5-1	Séquence MLI de l'onduleur six interrupteurs71
Tableau 5-2	Paramètres de simulation pour la troisième topologie76
Tableau 6-1	Paramètres de simulation pour la troisième topologie.....90
Tableau 6-2	Paramètres de simulation pour la troisième topologie.....93
Tableau 6-3	Comparaison des différentes topologies94

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Principe de Savonius4
Figure 1.2	Principe de Darrieus.....5
Figure 1.3	Coefficient de puissance7
Figure 1.4	Coefficient C_p en fonction de λ pour différents types d'éoliennes.....8
Figure 1.5	Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation.....9
Figure 1.6	Bilan des forces sur la pale10
Figure 1.7	Flux d'air sur une pale " stall "11
Figure 1.8	Variation de l'angle de calage d'une pale12
Figure 1.9	Caractéristique compartimentée d'une éolienne à vitesse variable13
Figure 1.10	Système éolien connecté au réseau électrique via les convertisseurs de puissance14
Figure 1.11	Connexion directe d'une machine asynchrone15
Figure 1.12	Machine asynchrone à double stator16
Figure 1.13	Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire17
Figure 1.14	MADA, structure Kramer18
Figure 1.15	Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI.....19
Figure 1.16	Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif21
Figure 2.1	Schéma d'une éolienne24
Figure 2.2	Schéma bloc de la turbine28
Figure 2.3	Région d'exploitation de turbine28
Figure 2.4	Caractéristique $C_p=f(\lambda)$31
Figure 2.5	Extraction du λ nominal pour un $\beta=0$31

Figure 2.6	Courbe du MPPT	32
Figure 2.7	Courbe du C_p en fonction de λ	33
Figure 2.8	Puissance extraite en fonction de la	34
Figure 2.9	Puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation (proche en proche)	35
Figure 2.10	Algorithme de la méthode de MPPT	36
Figure 3.1	Schéma global de la topologie 1	37
Figure 3.2	Coupe de la machine synchrone	39
Figure 3.3	Modèle équivalent de la MSAP (axe-d).....	46
Figure 3.4	Modèle équivalent de la MSAP (axe-q).....	46
Figure 3.5	Modèle équivalent de la MSAP (axe-q).....	48
Figure 3.6	Modèle équivalent de la MSAP (axe-d).....	48
Figure 3.7	Schéma du redresseur	49
Figure 3.8	Diagramme de commande redresseur	51
Figure 3.9	Schéma du coté onduleur	52
Figure 3.10	Schéma de commande de l'onduleur monophasé	53
Figure 3.11	Résultats de simulation du filtre actif seul et une charge non linéaire de type source de courant.....	55
Figure 3.12	Résultats de simulation du filtre actif seul et une	56
Figure 3.13	Schéma global de la topologie 1	57
Figure 3.14	Résultats de simulation de l'ensemble du système avec la charge RL.....	58
Figure 3.15	Résultats de simulations des puissances	59
Figure 4.1	Schéma global de la topologie 2	61
Figure 4.2	Topologie NPC	62
Figure 4.4	Commande indirecte monophasée avec MLI	64

Figure 4.5	Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé NPC avec charge RL	64
Figure 4.6	Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé NPC avec charge RC	65
Figure 4.7	Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse de	66
Figure 4.8	Réponse dynamique de la vitesse de rotation	66
Figure 4.9	Écoulement de puissance dans le système	67
Figure 5.1	Schéma global de la topologie 3	69
Figure 5.2	Schéma de l'onduleur à six interrupteurs.....	70
Figure 5.3	Synthèse de modulation MLI.....	70
Figure 5.4	Schéma des séquences mode 1 et 2.....	72
Figure 5.5	Schéma des séquences mode 3 et 4.....	72
Figure 5.6	Schéma des séquences mode 5 et 6.....	72
Figure 5.7	Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé avec charge RL	73
Figure 5.8	Réponse en régime permanent du filtre actif	74
Figure 5.9	Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse de rotation	75
Figure 5.10	Écoulement de puissances du système.....	75
Figure 5.11	Réponse dynamique de la vitesse de rotation	76
Figure 6.1	Topologie du redresseur de vienne	77
Figure 6.2	Topologie de commande du redresseur de vienne	83
Figure 6.3	Résultats de simulation du Redresseur de Vienne seul (1)	84
Figure 6.4	Résultats de simulation du Redresseur de Vienne seul (2)	85
Figure 6.5	Topologie avec le redresseur vienne et le NPC	86
Figure 6.6	Schéma de la commande adaptée au pont de Vienne	87

Figure 6.7	Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse.....	88
Figure 6.8	Réponse dynamique de la vitesse de rotation lors de la variation du vent pour la topologie PMSG/Vienne/NPC.....	88
Figure 6.9	Écoulement de puissance du système pour la topologie PMSG/Vienne/NPC	89
Figure 6.10	Schéma de la topologie PMSG Redresseur Vienne/Onduleur à six interrupteurs	90
Figure 6.11	Réponse dynamique du système pour la topologie.....	91
Figure 6.12	Réponse dynamique de la vitesse de rotation pour la topologie PMSG/Vienne/Onduleur six interrupteurs.....	92
Figure 6.13	Écoulement de puissance du système pour la topologie	92

LISTE DES ABREVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

IEA	Agence d'énergie internationale
MAS	Machine asynchrone
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
MS	Machine synchrone
MLI	Modulation de largeur d'impulsions
PMSG	Permanent magnet synchronous generator
PMSM	Permanent magnet synchronous machine
MPPT	Maximum power point tracking
MSAP	Machine synchrone à aimants permanents
SPM	Machines à aimants permanents de surface
IPM	Machines à aimants permanents interieur
NPC	Neutral point clamped
PWM	Pulse width modulation
PI	Régulateur proportionnel intégral
PID	Régulateur proportionnel intégral dérivé
AC/DC	Convertisseur alternatif-continu
DC/AC	Convertisseur continu-alternatif
FA	Filtre actif
IEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
TDH	Taux de distorsion harmonique
Kp	Gain proportionnel

XX

K_i	Gain intégral
V_{dc}	Tension aux bornes du bus DC
i_c	Courant du filtre actif
i_s	Courant de source
i_l	Courant de charge
ε	Erreur (utilisé dans le cadre des commandes)

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS DE BASE

Temps

Min	Minute
ms	Milliseconde
s	Seconde
kg	Kilogramme

Longueur

m	Mètre
R	Longueur de la pale, m

Densité

ρ	Densité de l'air, kg/m^3
--------	-----------------------------------

Aire

m^2	Mètre carré
S	Surface balayée par les pales de l'éolienne, m^2

UNITÉS MÉCANIQUES

Angle

rad	Radian
deg	Degrés
β	Angle de calage des pales, deg
θ	Angle de position entre le stator et le rotor, rad
θ	Angle de transformation de PARK, rad

Inertie

J	Inertie totale des parties tournantes, kg/m^3
-----	--

Force

N	Newton
E_r	Force électromotrice dans le rotor, N

Vitesse

rad/s	Radian par seconde
m/s	Mètre par seconde
ω_{PK}	Vitesse de rotation du champ de PARK, rad/s
ω_s	Vitesse de rotation du champ du stator, rad/s
ω	Vitesse de rotation du rotor, rad/s
v	Vitesse du vent, m/s
Ω	Vitesse du générateur, rad/s
Ω_t	Vitesse de rotation des pales, rad/s
λ	Rapport d'avance (ratio de la vitesse angulaire de l'éolienne et du vent)

Couple

$N.m$	Newton.m
C_{mec}	Couple mécanique du générateur, N.m
C_t	Couple mécanique de la turbine, N.m
C_{em}	Couple électromagnétique du générateur, N.m

UNITÉS ÉLECTRIQUES

Puissance

W	Watt
KW	Kilowatt
MW	Mégawatt
GW	Gigawatt
Var	Voltampère
P_{mec}	Puissance mécanique extraite du vent, W
P_{tot}	Puissance totale disponible, W
P_s	Puissance active au stator, W
Q_s	Puissance réactive au stator, Var
P_n	Puissance nominale de l'éolienne, W

Tension

V	Volt
V	Tension totalisées au réseau V
V_{dc}	Tension dans le bus continu DC, V

Courant

A	Ampère
I_r	Courant rotorique totalisés, A
I	Courant totalisés au réseau, A
I_{sm}	Courant maximum de source, A
I_{dc}	Courant dans le bus DC, A

Résistance

Ω	Ohm
R_r	Résistance rotorique, Ω

Inductance

H	Henry
L_s	Inductance de fuite au stator, H
L_{ls}	Inductance d'une phase au stator, H

Capacité

C	Condensateur du bus continu, farad
-----	------------------------------------

RATIO

C_p	Coefficient de puissance, sans unité
d_{nk}	Fonction séquentielle dépendante de n et de k

g	Glissement
P	Matrice de PARK
G	Multiplicateur, sans unité

AUTRE

f	Coefficient de frottement visqueux, sans unité
a,b,c	Vecteurs orientés dans le repère triphasé
d,q	Vecteurs orientés dans le repère biphasé
p	Nombre de pair de pole de la machine asynchrone, sans unité
c_k	Etat de l'interrupteur k
k	Interrupteur
n	Phase de fonctionnement

INTRODUCTION

L'industrialisation des dernières années a conduit à d'important besoins en énergie électrique. Du fait de cette demande, certains pays, pour combler leur manque en énergie, ont eu recours aux centrales nucléaires.

Les combustibles fossiles fournissent plus des trois quarts de l'énergie du monde. La combustion de fossiles combustibles produit beaucoup de dioxyde de carbone, une des principales causes du gaz à effet de serre, que l'on considère aussi comme le principal acteur du réchauffement climatique et autres dangers environnementaux comme la fonte des calottes glaciaires polaires, l'inondation des terres à basse altitude, des tempêtes, des sécheresses et des changements violents de climat météorologiques. En considérant tous ces problèmes associés à la combustion de fossiles et de façon à limiter l'emploi des centrales nucléaires, certains pays se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie dites "renouvelables" (Singh, 2010)

Parmi celles-ci, l'éolien apparaît clairement en bonne place, non pas nécessairement en remplacement, tout du moins au départ, des sources conventionnelles, mais comme énergie d'appoint complémentaire à l'énergie nucléaire. Effectivement, l'énergie potentielle des flux de vents en mouvement représente, à l'échelle planétaire, une source considérable d'énergie.

L'Agence d'Énergie Internationale (IEA) prévoit qu'avant 2030, les besoins d'énergie dans le monde seront presque soixante pour cents plus élevés que maintenant. Le deux-tiers de cette augmentation concerne la Chine, l'Inde et dans d'autres économies en voie de développement; ces pays représenteront presque la moitié de consommation d'énergie globale avant 2030. Si cette large augmentation a en réalité lieu, elle exigerait un investissement significatif au niveau de la capacité de production et l'infrastructure de réseau, particulièrement dans les pays en voie de développement. Les évaluations d'IEA estiment que le secteur de l'énergie mondiale doit construire environ 4,800 GW de capacité d'énergie entre maintenant et 2030. (Singh, 2010). Cela exigera l'investissement d'approximativement 2

trillion US\$ en génération de puissance et 1.8 trillion US\$ dans des réseaux de distribution et de transmission.

Les chercheurs travaillant dans le domaine des énergies renouvelables ont de ce fait été naturellement poussé à mettre en place un certain nombre de recherches dans le but d'améliorer l'efficacité de la conversion électromécanique et la qualité de l'énergie fournie au réseau. Dans ce cadre, le mémoire ci-après décrit une étude sur l'utilisation des machines de type synchrone à aimants permanents dans un système éolien alimentant un réseau monophasé.

Les résultats et les conclusions fournis par les différentes parties nous permettront de conclure sur les différentes techniques et outils utilisés, et ainsi de s'ouvrir à de nouvelles innovations.

CHAPITRE 1

GÉNÉRALITÉS SUR LES SYSTEMES ÉOLIENS

1.1 Introduction

Les éoliennes sont issues d'un principe très vieux d'exploitation du vent, plusieurs véritables éoliennes ont commencées à prendre forme dans les années 1940, mais c'est seulement dans les années 1970-2000 que se sont développées les éoliennes actuelles avec une importante évolution à la fois de leur utilisation de par le monde et dans leur conception. On est ainsi passé de petits dispositifs initialement conçus pour le ramassage de l'eau, à de grands complexes de génération d'énergie électrique. Les progrès technologiques et scientifiques réalisés dans différents domaines de l'ingénieur, dont l'aérodynamique, les structures, les matériaux, l'électrotechnique, la météorologie et le contrôle, ont permis d'améliorer l'efficacité et la fiabilité de ces machines (Poitiers, 2003). L'efficacité de la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique est très importante. Beaucoup de dispositifs existent et, dans la majorité des cas, ils mettent en jeu des machines synchrones et asynchrones. Les algorithmes permettant de commander ces génératrices en passant par leurs éventuelles interfaces de connexion au réseau sont supposés permettre au système de récupérer un maximum de puissance, compte tenu de la puissance potentiellement extractible (Singh, 2010).

1.2 Différents types d'éoliennes

Il existe deux principales familles d'éoliennes: Les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

1.2.1 Éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical sont initialement développées pour générer de l'électricité en opposition aux moulins à vent, elles ont l'avantage d'être facilement contrôlables. Deux sortes d'éolienne à axe vertical sont parvenues au stade de la production industrielle (Leconte, Rapin, et Szechenyi, 2001). Le rotor de Savonius (1925) dont le fonctionnement repose sur le principe de "traînée différentielle": les forces engendrées par le vent sur les faces d'un objet creux sont de différentes valeurs, il induit un couple moteur provoquant la rotation du dispositif global. La circulation d'air entre ces deux « demi-cylindres » renforce le couple moteur (Poitiers 2003).

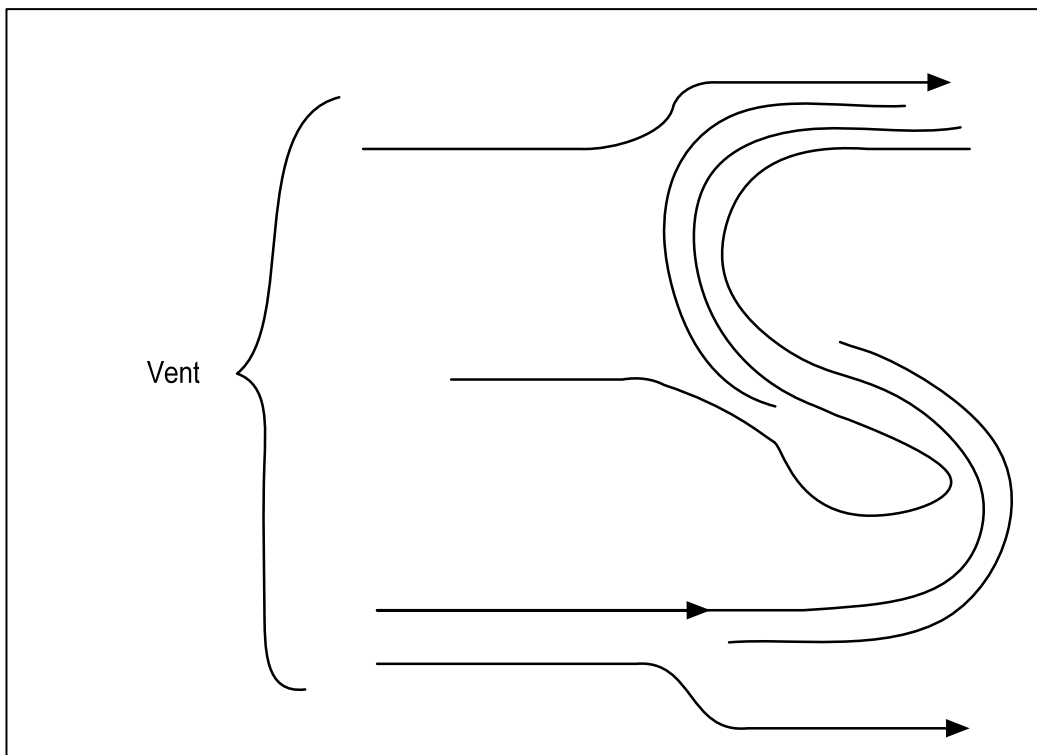


Figure 1.1 Principe de Savonius

Et les éoliennes de Darrieus (dans les années trente). Le fonctionnement repose sur le fait qu'un profil placé dans un flux d'air généré selon différents angles est sujet à des forces de directions et de valeurs différentes.

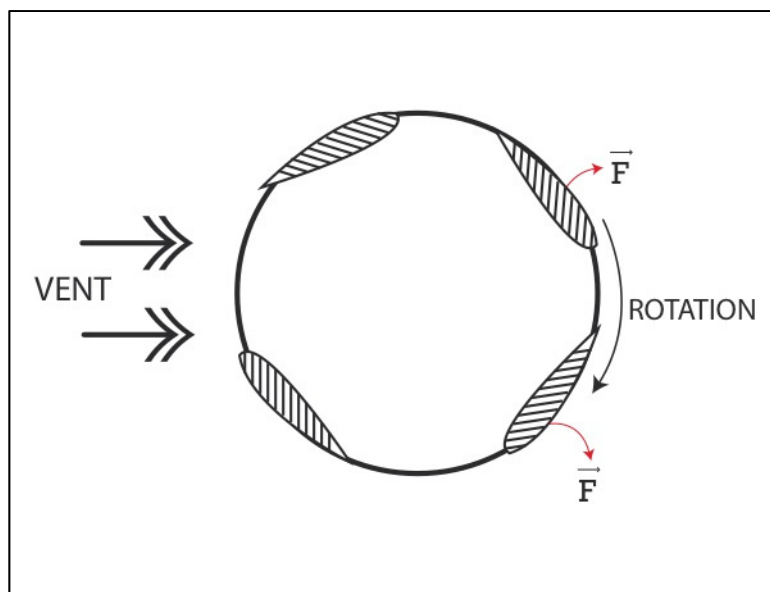


Figure 1.2 Principe de Darrieus

L'ensemble de ces forces crée le couple moteur qui entraîne ainsi la rotation du système. La rotation du système ne démarre pas d'elle-même car la résultante des forces est due aux vitesses propres de déplacement et de la vitesse du vent. A l'arrêt, l'éolienne doit ainsi être initiée par un dispositif supplémentaire (Poitiers, 2003). Les éoliennes à axe vertical sont néanmoins très peu industrialisées voire complètement inutilisées de nos jours. La place qu'elles prennent au sol est notamment bien trop importante.

1.2.2 Éoliennes à axe horizontale

Les éoliennes à axe horizontal sont les descendantes des moulins à vent. Elles sont communément constituées de pales longitudinales. Le nombre de pales s'élève souvent de un à trois, trois étant la situation la plus fréquente étant donné qu'elle présente un consensus entre efficacité et prix (Vries, 1983). Ces éoliennes sont moins chères que celles à axes vertical; elles sont beaucoup plus ergonomiques en terme de place occupée au sol de même que la place des récepteurs en hauteur est moins sujette aux turbulences. Ainsi l'ensemble des études suivantes ne traitera que du cas des éoliennes à axe horizontal (Poitiers, 2003).

1.3 Énergie cinétique et mécanique

Traisons l'énergie cinétique à travers la loi de Betz. Considérons un système éolien dont la vitesse du vent avant la turbine est notée V_1 et la vitesse V_2 après celle-ci. On suppose que la vitesse du vent au moment du passage dans le rotor vaut la moyenne de la vitesse du vent V_1 et la vitesse du vent après V_2 soit $(V_1 + V_2)/2$, la masse d'air de densité ρ passant à travers la surface S des pales et ceci en une seconde est définie de la sorte:

$$m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)}{2} \quad (1.1)$$

On peut alors extraire la puissance P_m , à travers la deuxième loi de Newton :

$$P_m = \frac{m(V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad (1.2)$$

Soit en remplaçant dans (1.1) on obtient:

$$P_m = \frac{\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad (1.3)$$

En théorie, le vent traversant la surface S constante, sa vitesse donc serait assimilable à V_1 sur l'ensemble du dispositif. La puissance P_{mt} se noterait donc :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^2}{2} \quad (1.4)$$

Le rapport entre puissance provenant du vent et puissance globale disponible en théorie est:

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right)^2}{2} \quad (1.5)$$

La courbe donnée à la Figure 1.3 correspond à l'équation (1.5), on s'aperçoit que le rapport $C_p = P_m/P_{mt}$ passe par un maximum de 0,59. C'est la limite de Betz qui fixe la puissance maximale potentiellement récupérable pour une vitesse de vent fixée. Cette limite n'est jamais atteinte en pratique et toute éolienne est caractérisée par son propre coefficient de puissance fixé par le constructeur. La courbe de la caractéristique du coefficient C_p est représentée dans la figure ci-dessous.

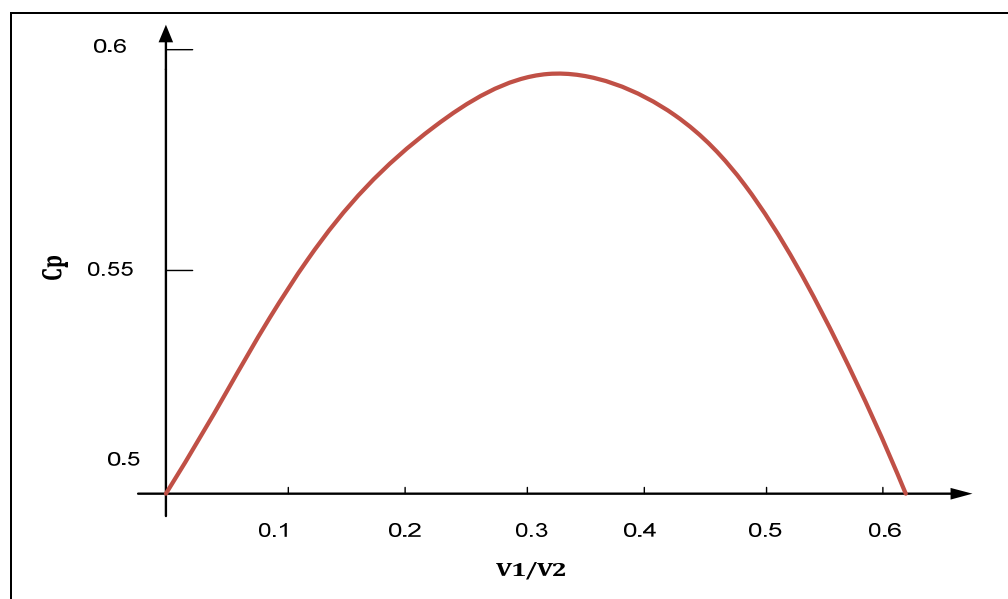


Figure 1.3 Coefficient de puissance

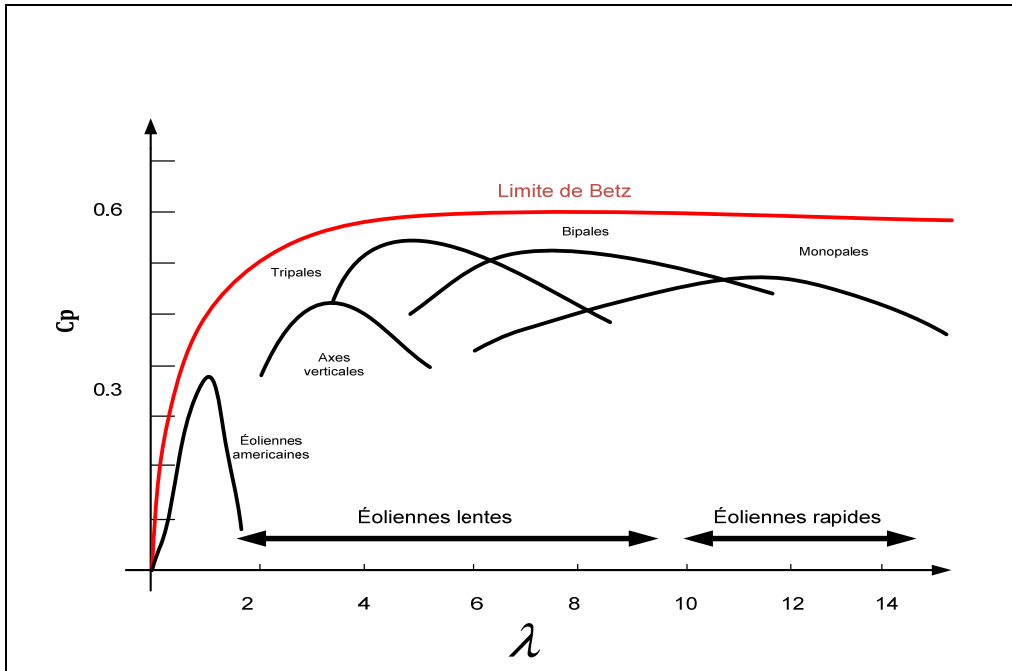


Figure 1.4 Coefficient C_p en fonction de λ pour différents types d'éoliennes

Les éoliennes lentes sont constituées de beaucoup de pales (de vingt à quarante, (Poitiers, 2003)), le diamètre de celles-ci est généralement limité à environ 8 m. Le coefficient de puissance de ces éoliennes (Figure 1.4) atteint son maximum très vite et décroît immédiatement ensuite. Les éoliennes rapides sont bien plus développées et pour beaucoup destinées à l'alimentation électrique du réseau. Elles sont composées généralement de une à trois pales. Les pales vont jusqu'à soixante mètres pour certaines éoliennes. Les éoliennes à trois pales sont les plus utilisées car elles sont un consensus entre prix et qualité. Elles fonctionnent rarement à des vitesses de vent inférieure à 3 m/s. (Heier et Waddington, 1998).

On s'intéresse maintenant à l'énergie mécanique. Au regard des équations exposées précédemment la puissance mécanique P_m se définit:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (1.6)$$

Avec : $\lambda = \frac{(\omega_r \cdot r)}{v}$

Cette relation nous donne la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation du générateur (Figure 1-5).(Heier et Waddington, 1998)

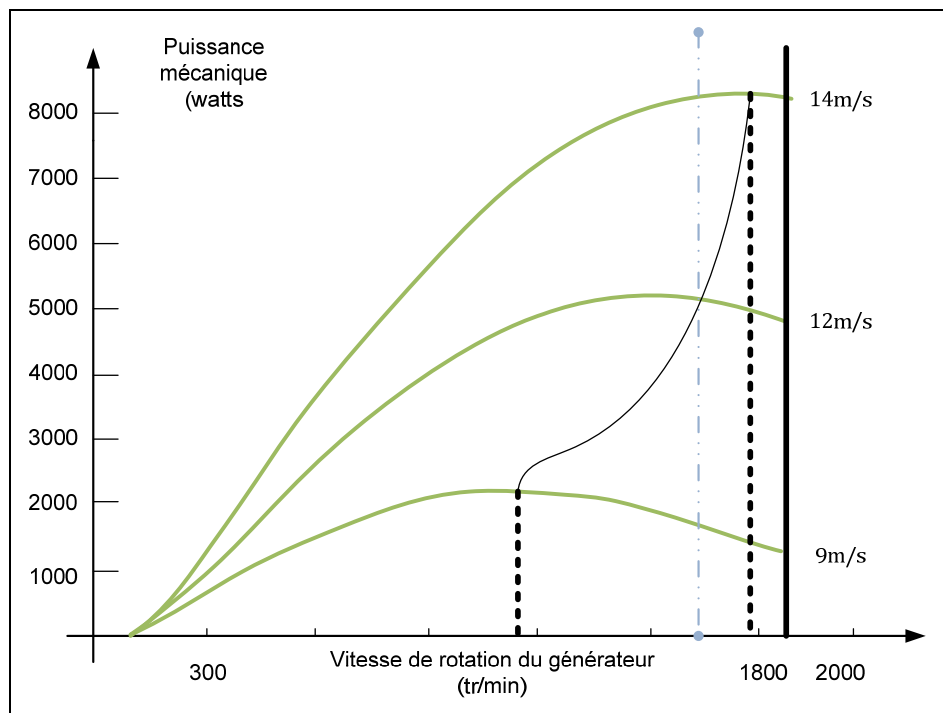


Figure 1.5 Caractéristiques de la puissance mécanique en fonction de la vitesse de rotation

On note facilement que si l'éolienne fonctionne à vitesse fixe (ici 1850 tr/min sur la Figure 1.5) montre que les points de fonctionnement ne passent pas par leurs maximums respectifs. Si l'on veut optimiser, l'extraction de puissance pour chaque vitesse de vent, consiste à utiliser le MPPT (Maximum Power Point Tracking) pour forcer la génératrice à fonctionner à la vitesse optimale.

1.4 Stratégie de fonctionnement d'une éolienne

Bilan des forces sur la pale.

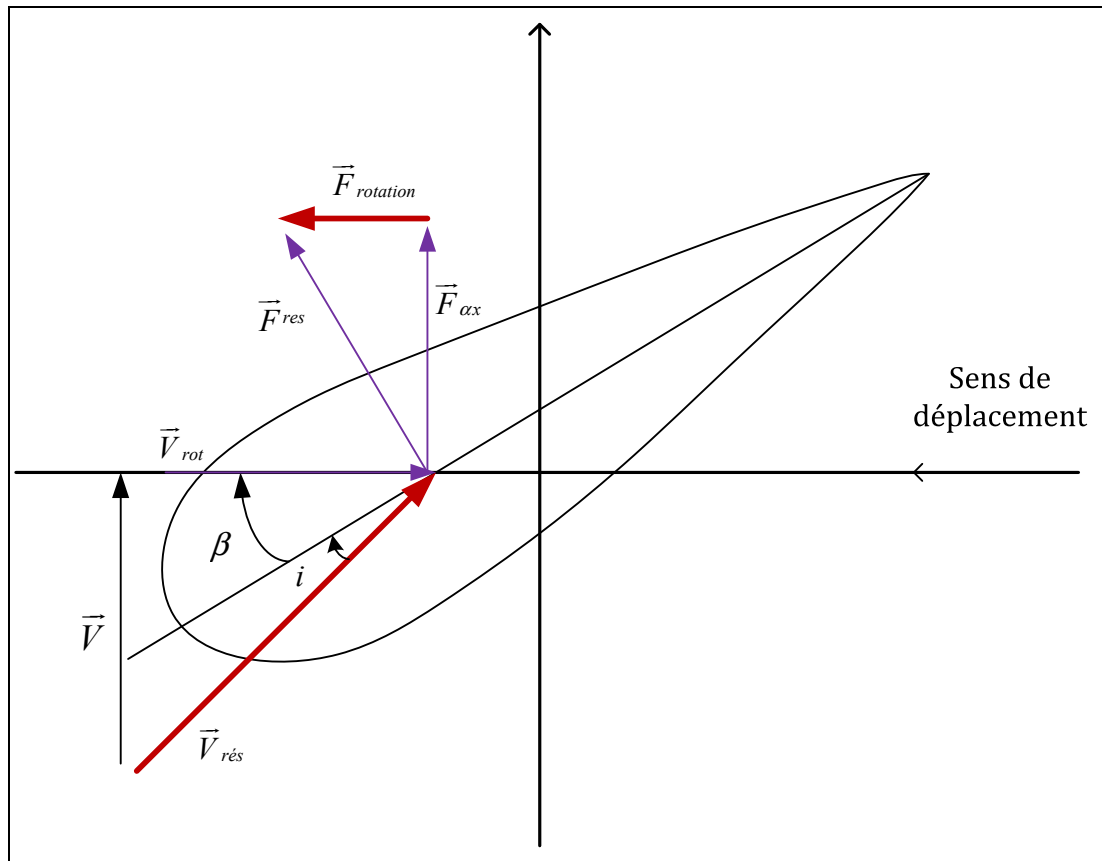


Figure 1.6 Bilan des forces sur la pale

La Figure 1.6 est la représentation en longueur d'une pale (Berlu, 1996). Le sens et la vitesse de vent sont caractérisés par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} modélise le vent engendré par la rotation de l'éolienne. La somme des deux vecteurs donne $\vec{V}_{rés}$. La force du vent sur la pale est notée $\vec{F}_{rés}$ qui est constitué de \vec{F}_{ax} lié à la résistance du mat et \vec{F}_{rot} qui produira le mouvement désiré.

Lorsque le vent est trop puissant, L'angle calage β est alors ajusté pour restreindre l'extraction de la puissance nominale.

Systèmes de régulation de la vitesse de rotation

Système à décrochage aérodynamique "stall"

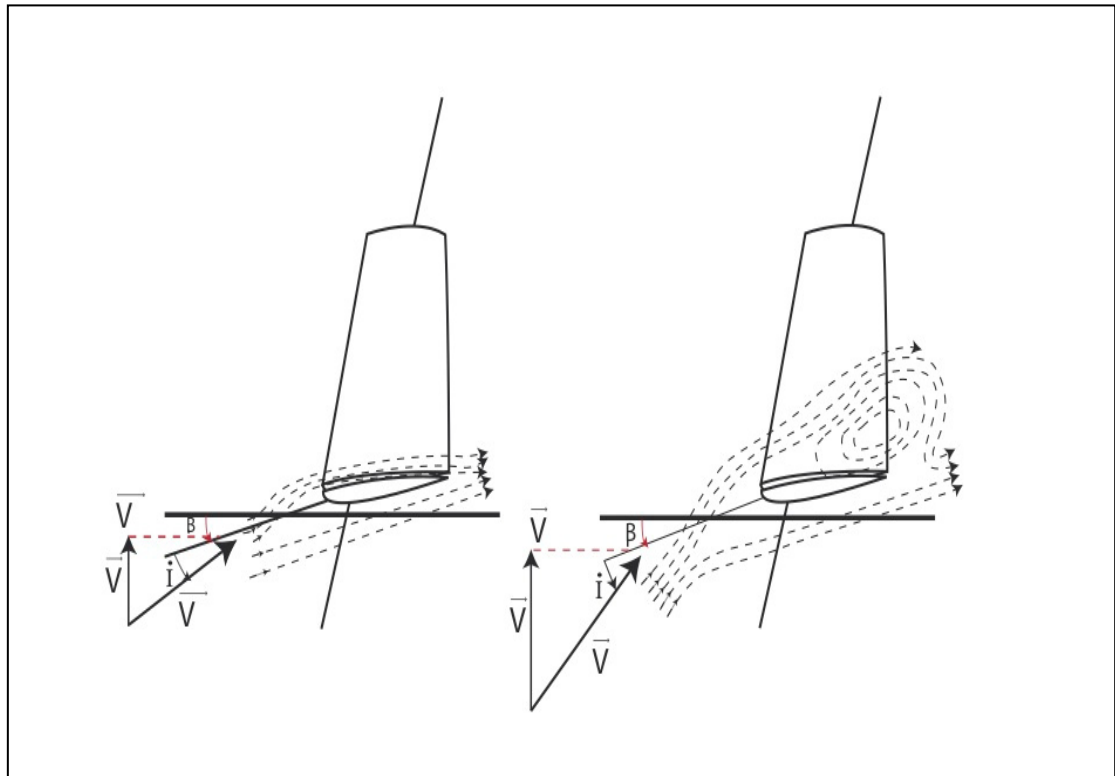


Figure 1.7 Flux d'air sur une pale " stall "
Adaptée de Poitiers (2003, p. 20)

Des éoliennes reliées directement au réseau électrique fonctionnaient à vitesse de rotation fixe. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins cher est un principe inhérent à la forme de la pale dit "stall". Lorsque l'angle d'incidence i atteint une valeur trop élevée, l'aspiration créée par la topologie de cette même pale n'est plus optimale, ce qui induit des turbulences à la surface de celle-ci (Figure 1.7) et le coefficient de puissance s'en voit réduit. Ceci bloque alors une possible accélération de la vitesse de rotation de l'éolienne.

Ce système est assez fiable, mais est fonction de la masse volumique de l'air et de la saleté des pales. Ce système peut être amélioré en permettant une rotation de la pale sur elle-même (ce concept est appelé « stall actif »), (Poitiers, 2003), maximisant ainsi l'énergie captée pour des vitesses de vent faibles. De même pour les vitesses de vent trop élevées, la pale est inclinée et diminue ainsi l'angle de calage β . Le couple mécanique se voit ainsi épargné par les fluctuations de vents. (Heier et Waddington, 1998)

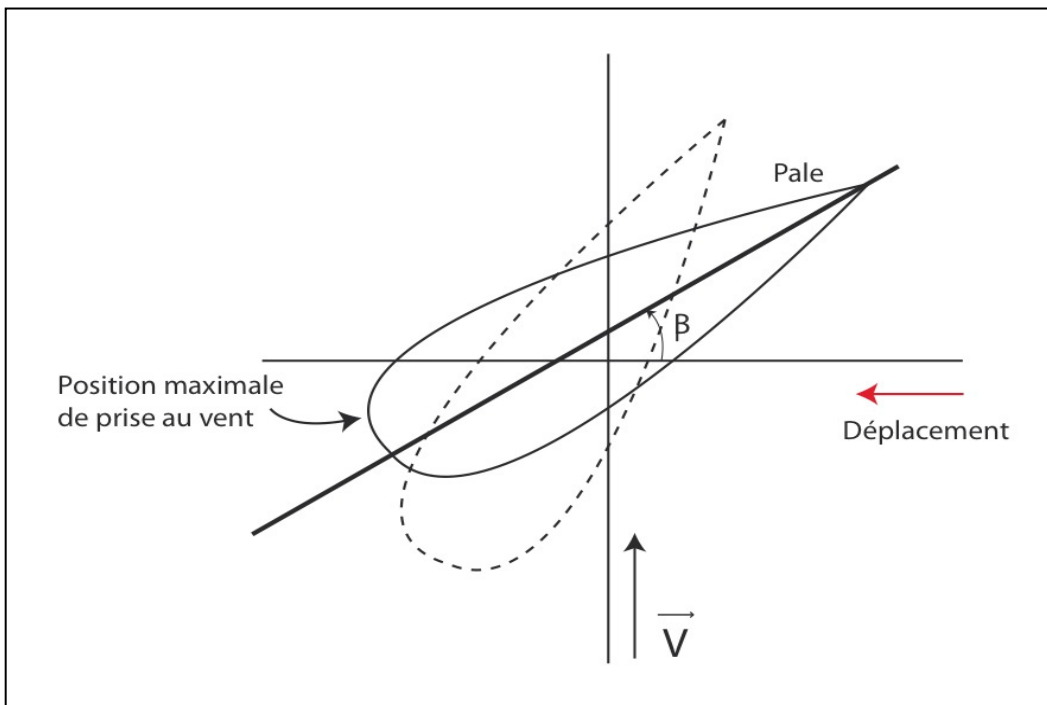


Figure 1.8 Variation de l'angle de calage d'une pale

Production optimal de l'énergie

Pour un système exploitant une éolienne à vitesse variable, pour un rendement optimale, on cherchera toujours à faire fonctionner l'éolienne dans une zone optimale correspondant à une zone où la puissance extraite est maximale. Ce point de fonctionnement correspond à un coefficient de puissance maximale et à une vitesse spécifique λ optimal noté λ_{opt} . La vitesse de rotation optimale Ω_{opt} résultante est alors donnée par :

$$\lambda_{opt} = \frac{\Omega_{opt}}{R} \cdot V \quad (1.7)$$

Où λ_{opt} : « tip speed ratio » c'est le rapport entre la vitesse de rotation des pales et la vitesse du vent.

Et Ω_{opt} : la vitesse de rotation optimal à un fonctionnement à puissance maximale possible.

Ce point de fonctionnement est situé sur la zone 2 de la Figure 1.10 (Diop, 1999). La zone 1 est affiliée aux célérités de vent faibles, insuffisantes pour amorcer la rotation de l'arbre, et la zone 3 se réfère aux vitesses de vent élevées où la vitesse de l'arbre est restreinte à une valeur limite pour ne pas provoquer sa destruction.

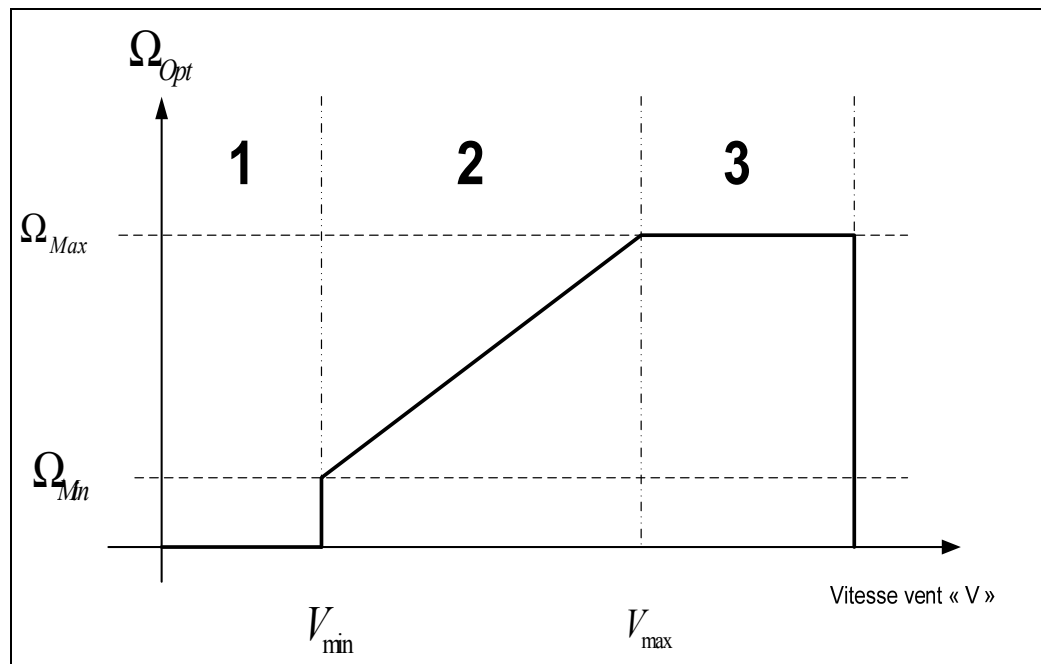


Figure 1.9 Caractéristique compartimentée d'une éolienne à vitesse variable

Dans la situation d'une génératrice à vitesse variable l'éolienne en question fournit alors de l'énergie électrique dont la fréquence n'est pas fixe. Il devient alors nécessaire d'intercaler l'éolienne et le réseau électrique par des convertisseurs ac/dc et dc/ac. Usuellement on utilise deux convertisseurs un redresseur et un onduleur reliés par un bus de tension continu.

Cette topologie doit prendre en considération l'amélioration de la qualité de l'énergie fournie au réseau. Effectivement, dans le cas où l'énergie générée par le système éolien alimente une charge non linéaire et envoie le surplus au réseau électrique, des courants harmoniques peuvent dégrader la tension au point de raccordement. Ces convertisseurs sont contrôlés de manière à autoriser le transfert de la totalité de la puissance échangée entre le système éolien, la charge et le réseau. Ci-dessous, la topologie usuelle pour les éoliennes fonctionnant à vitesse variable.

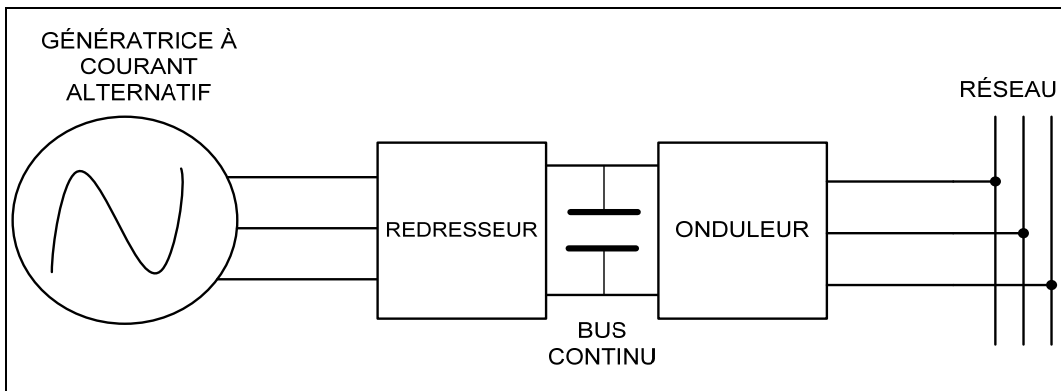


Figure 1.10 Système éolien connecté au réseau électrique via les convertisseurs de puissance

Ainsi nous allons à présent voir un certain nombre de topologies pour différents types de génératrices en passant de la génératrice asynchrone à synchrone.

1.5 État de l'art sur la conversion électromécanique

1.5.1 Systèmes utilisant la machine asynchrone

1.5.1.1 Machine asynchrone à cage d'écureuil

Il y a quelques années, la plupart des éoliennes, pour leurs raccordements utilisaient ce type de machine. En général, la plupart des machines asynchrones est utilisées en moteur, ce qui ne la rend pas moins efficace en génératrice. Cette machine ne coûte pas très chère et, est très solide. Elle est ainsi adaptée, dans une certaine mesure, à l'utilisation dans des situations à risques tels que ceux de l'énergie éolienne. Tel que cela est spécifié dans (Poitiers, 2003).

La stabilité du système est effective lorsque la vitesse de rotation reste proche du synchronisme. C'est-à-dire $g=0$. Cette topologie est très simple et ne demande pas beaucoup d'entretien mais consomme de l'énergie réactive ainsi le facteur de puissance est altéré.

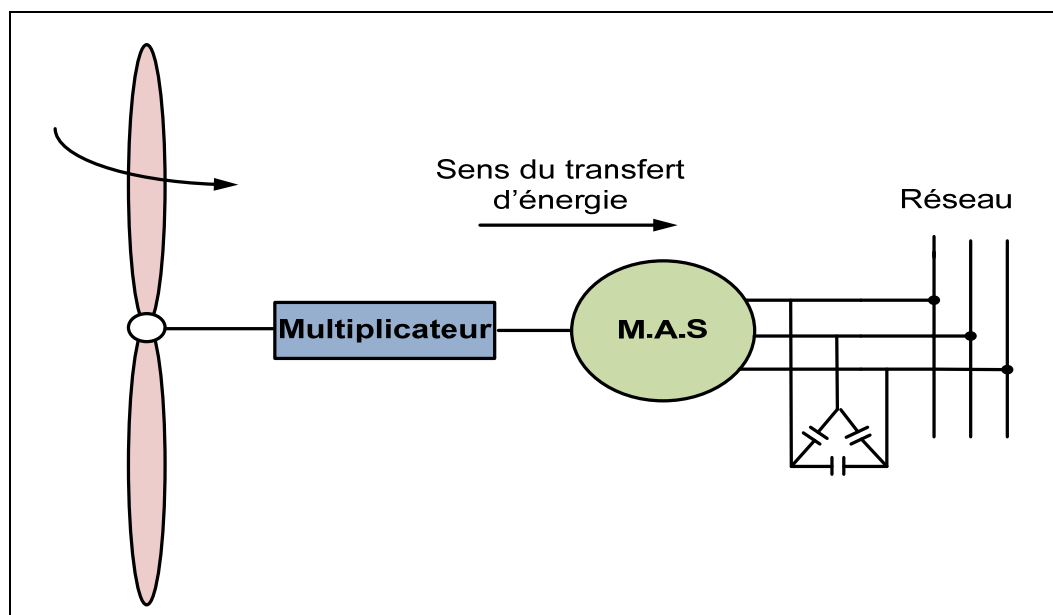


Figure 1.11 Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau

Comme dit précédemment, cette topologie est simpliste, mais cette machine fonctionne à vitesse fixe ; cela induit un coût élevé du fait de l'ajout des condensateurs, et l'extraction de la puissance n'est pas optimale ce qui réduit de nos jours son utilisation.

1.5.1.2 Machine asynchrone à double stator

Cette machine a pour but d'améliorer le rendement de la précédente. (Cage d'écureuil) (Figure 1.12). La machine possède deux points de fonctionnement : Le stator avec peu de paires de pôles est très adapté pour des vitesses de vent assez élevées et pour des puissances élevées, un stator avec un nombre de paires de pôles élevé est très adapté pour des vitesses de vent faibles et des puissances faibles (Tounzi, 1998).

Cette topologie possède deux points de fonctionnement, de même que les perturbations sonores de la machine pour des vents faibles sont diminuées du fait que l'orientation des pales est amoindrie. Cette topologie de machine est plus chère, car plus complexe, elle est également plus encombrante à cause de la présence de deux stator.

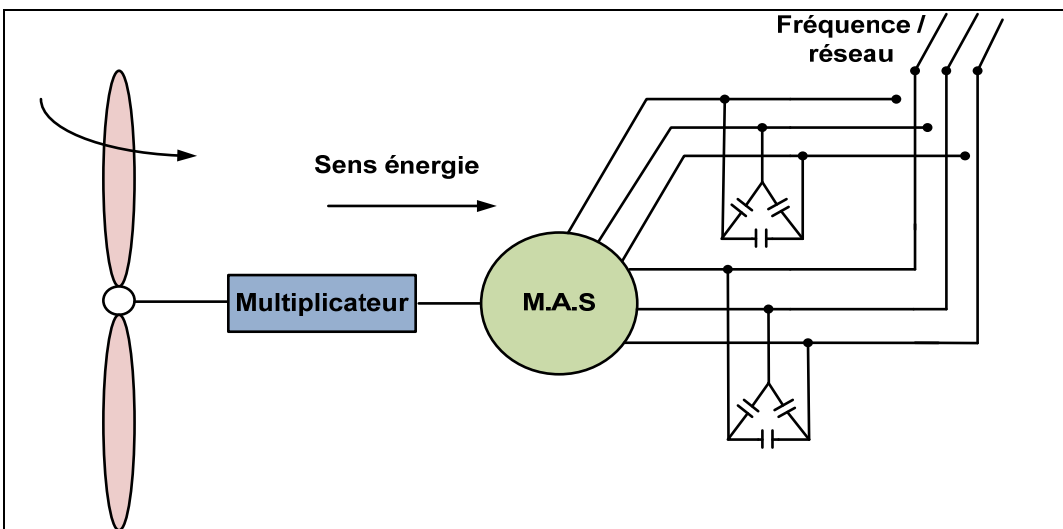


Figure 1.12 Machine asynchrone à double stator

1.5.1.3 Machine asynchrone couplé avec une structure redresseur/onduleur.

Cette topologie est représentée sur la figure ci-après. Nous sommes en présence d'un cas de figure pouvant fonctionner à vitesse variable. Peu importe la rotation du rotor, le redresseur permet la conversion ac/dc de même que l'onduleur la conversion dc/ac. Le redresseur permet la variation de la vitesse de la machine asynchrone tandis que l'onduleur s'occupe de la compensation des courants harmoniques et de la puissance réactive. Les convertisseurs coûtent cher et provoquent des problèmes vis-à-vis de l'énergie fournie sur le réseau. Le redresseur ci-présent est unidirectionnel ; de ce fait la puissance réactive est inhérente aux capacités car elle ne peut être délivrée par le réseau. Le redresseur simple peut être remplacé par un redresseur commandé par pwm rendant ainsi la puissance réactive contrôlable mais ceci rendrait ce dispositif encore plus cher et compliqué (Schreiber, 2001). La production de ce dispositif a été longtemps enrayée par ces inconvénients.

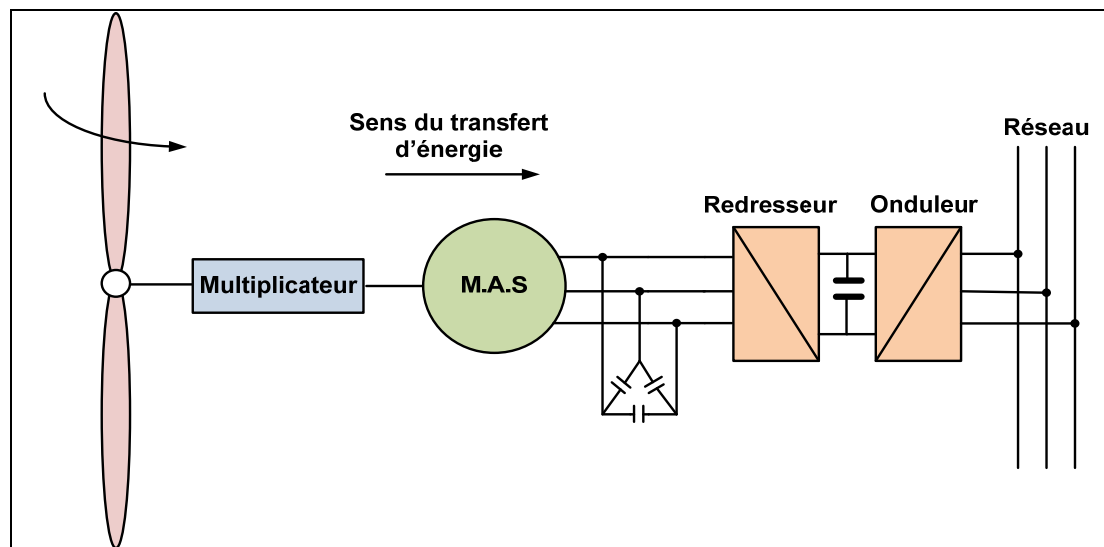


Figure 1.13 Machine asynchrone connectée sur le réseau par l'intermédiaire d'un ensemble redresseur – onduleur

1.5.1.4 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Kramer

Ici l'onduleur fait parvenir l'énergie de glissement au réseau. La topologie de ce système est exposée figure 1.15 comme dans (Refoufi, Al Zahawi, et Jack, 1999).

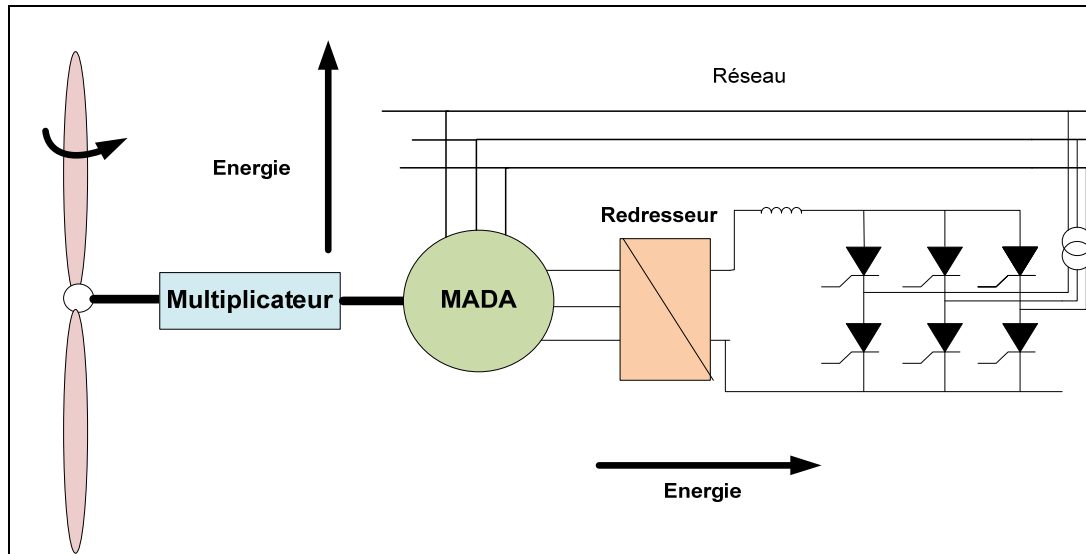


Figure 1.14 MADA, structure Kramer

Ce système peut être intéressant car il permet de réduire le dimensionnement des convertisseurs vis-à-vis de la puissance nominale. Il convient seulement de limiter le glissement à 30% maximum. Néanmoins, les « thyristors » utilisés au niveau de l'onduleur détériorent le facteur de puissance et le redresseur unilatéral ne permet au système de générer de l'énergie que pour une vitesse de rotation supérieure à la vitesse de synchronisme. Ce système a été abandonné pour la topologie que nous présentons ci après.

1.5.1.5 Machine asynchrone à double alimentation – structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

L'utilisation des IGBT fait que la fréquence de commutation est plus importante que celle des thyristors, ce qui améliore les performances de transmission de la puissance et compensation des harmoniques (Mohan et Undeland, 2007).

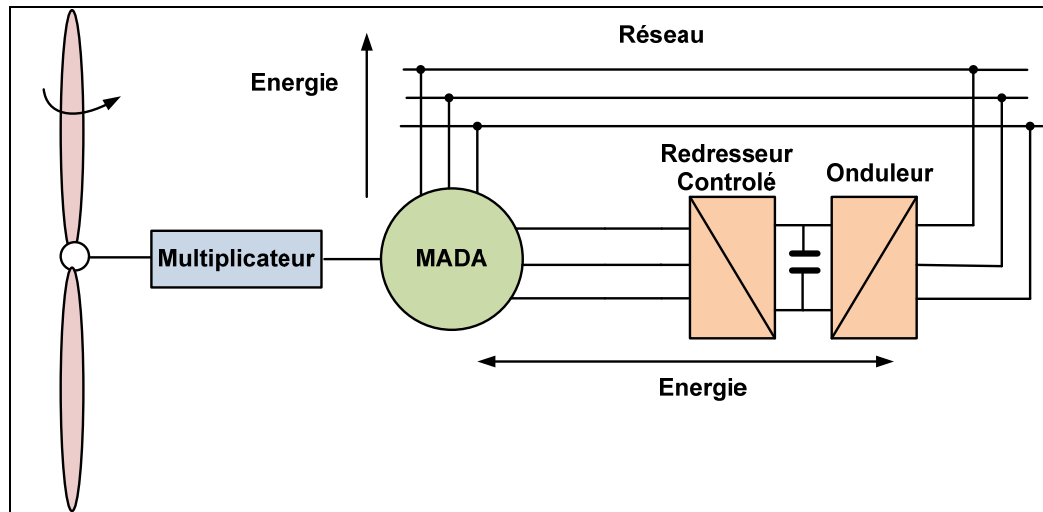


Figure 1.15 Structure de Scherbius avec convertisseurs MLI

Ce dispositif, loin d'être parfait, est toutefois une évolution par rapport à une topologie ressemblante qu'est la « brushless » (un bobinage rotor et un bobinage stator) non évoquée ici. Ce dispositif est valide et peut fonctionner à vitesse variable dans le cadre éolien. La bilatéralité du redresseur/onduleur offre une accessibilité au mode hypo-synchrone ainsi que hyper-synchrone et rend possible le contrôle du facteur de puissance. Lorsque g avoisine les trente pour cent du synchronisme, alors la chaîne de conversion peut être dimensionnée à un tiers de la puissance nominale, ce qui réduit considérablement le coût. D'autre part lorsque la machine fonctionne en mode hyper-synchrone la puissance créée fournie par le stator perdure et le rotor fournit également une puissance allant jusqu'à trente pour cent de la puissance totale. (Kelber et Schumacher, 2000), (Datta et Ranganathan, 2002). Ainsi la puissance extraite peut être supérieure à la puissance nominale.

La qualité de tension au point de raccordement ne s'en voit pas perturbée. D'un point de vue industriel, cette topologie est la plus susceptible d'être utilisée malgré une large marge d'amélioration.

1.5.2 Systèmes utilisant la machine synchrone

1.5.2.1 Alternateur synchrone à rotor bobiné ou à aimants

Si l'on utilise une machine synchrone usuelle, le rotor est censé tourner à la même vitesse que le stator. L'alternateur étant connecté au réseau, la vitesse de rotation doit être un multiple des pulsations de courant statoriques (Poitiers, 2003).

L'implantation d'un tel système à une éolienne pose le souci du maintien de la vitesse de rotation fixe, ainsi que du synchronisme de la génératrice avec le réseau. Dans le but de palier à ces problèmes, on insère une interface d'électronique de puissance. On peut ainsi se permettre de fonctionner à vitesse variable (Raison, Morales et Crappe, 2002), (Neris, Vovos, et Giannakopoulos, 1999).

Plusieurs modes d'excitation peuvent être utilisés pour ce type de machine : -« la roue polaire », c'est le principe de bobines alimentées en cc grâce à un redresseur lui-même connecté au réseau. Ce mode là induit des « contacts glissants au rotor » Les aimants permanents sont donc souvent préférés au bobinage évoqué ci-avant. Ce système peut être coûteux mais, compte tenu de l'utilisation de plus en plus fréquente de ce type de machine cela la rend de plus en plus accessible financièrement.

Néanmoins, nous nous sommes rendus compte que les variations fortes de couple électromagnétique inhérent au cas de l'éolien peuvent démagnétiser les aimants classiques. Le temps de vie s'en voit clairement raccourci (Weigel, 1997)

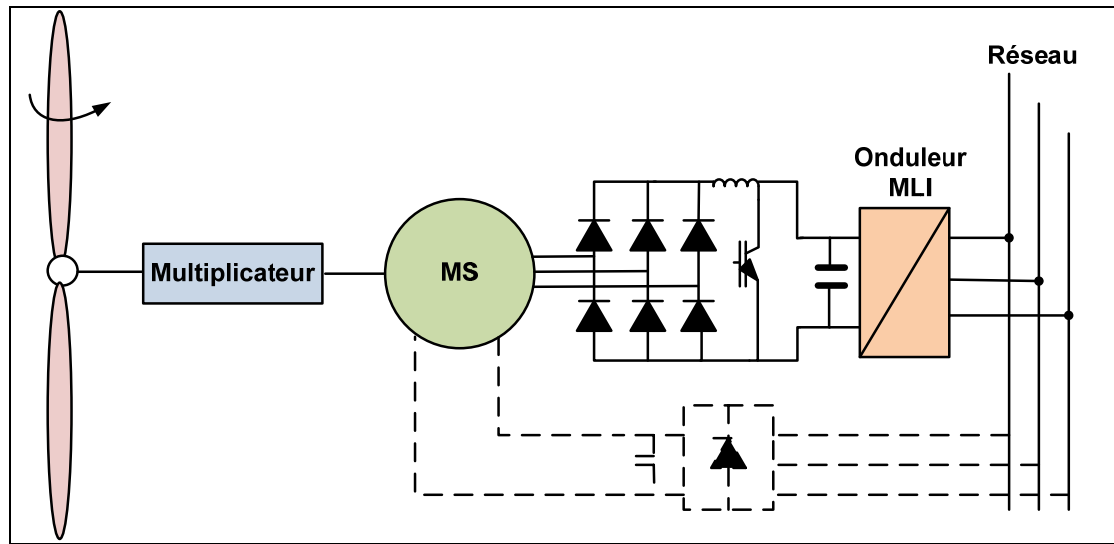


Figure 1.16 Machine synchrone reliée au réseau par un dispositif redresseur – hacheur – onduleur MLI

La figure ci-avant est une topologie usuelle d'une interface connectant la machine synchrone avec le réseau (Heier et Waddington, 1998). On est en présence d'un redresseur simple (il n'y a pas de puissance réactive consommée avec cette machine). Généralement on peut placer un boost après le redresseur, ce qui permet de fournir une tension assez importante à l'onduleur lorsque la vitesse de rotation est basse. L'onduleur MLI quant à lui, régule le facteur de puissance sur le réseau améliorant ainsi la qualité du courant fourni au réseau. Le boost est souvent remplacé par un redresseur commandé :

Le transfert étant fait intégralement par l'intermédiaire du stator, le dimensionnement des convertisseurs est fait pour la puissance nominale totale. Pour des faibles vitesses, le fait d'utiliser la machine synchrone pour des vitesses de vents faibles nous autorise à enlever le multiplicateur qui, usuellement, provoque pertes et bris. Mais un nombre de pôles important implique une grande envergure de l'éolienne, la rendant plus inconfortable.

1.6 Conclusion

Nous avons, à travers ce chapitre, établi un répertoire des principales techniques et/ou topologies utilisées lors de l'utilisation d'éoliennes pour la production d'énergie. Les principes généraux de fonctionnement, les types et historiques d'éolienne ont été énoncé.

Les deux types de machines les plus fréquents et leurs topologies respectives ont été présenté, à savoir machine synchrone et machine asynchrone. Dans la suite nous introduirons plus particulièrement la machine synchrone à aimants permanents MSAP ou PMSG.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION D'UNE ÉOLIENNE

2.1 Introduction

Dans cette partie, nous aborderons donc la modélisation, sous forme d'équation, de l'éolienne au sens global, avec tous les principes d'extraction de puissance. Puis, dans un second temps, il sera présenté le principe d'extraction de la puissance maximale à vitesse variable qui prend tout son intérêt dans le cadre d'une éolienne fonctionnant à vitesse variable telle que celle étudiée ici.

2.2 Modélisation

Il est de mise de modéliser en intégralité le fonctionnement d'une éolienne dans son cas le plus global tel qu'elle a été transcrite dans la thèse (Singh, 2010).

Une éolienne traite de la transformation d'énergie cinétique en énergie électrique. Afin de juger de l'efficacité d'une telle conversion, il faut connaître la quantité d'énergie dans le vent. Les particules d'air ayant une masse « m » et ayant un déplacement à une vitesse « V » et postulant que la vitesse est la même au moment de frapper le rotor. On a alors :

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad (2.1)$$

La masse des particules est notée :

$$m = \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V \cdot t \quad (2.2)$$

Avec ρ masse volumique de l'air ; V la vitesse du vent.

Ainsi :

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V^3 \cdot t \quad (2.3)$$

Il en découle :

$$P_{\text{vent}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V^3 \quad (2.4)$$

En analysant l'équation (2.4), il est assez évident que le paramètre prédominant est la vitesse du vent. Il apparaît nettement que l'énergie est bien plus élevée à haute vitesse de vent. Également, il apparaît, que du fait que la puissance soit proportionnelle à la surface balayée, doubler le diamètre du rotor va quadrupler la puissance potentiellement disponible. La densité de l'air tient également un certain rôle dans la quantité de puissance mécanique disponible, un schéma caractérisant ces différents facteurs ci-après` dans la Figure 2.1.

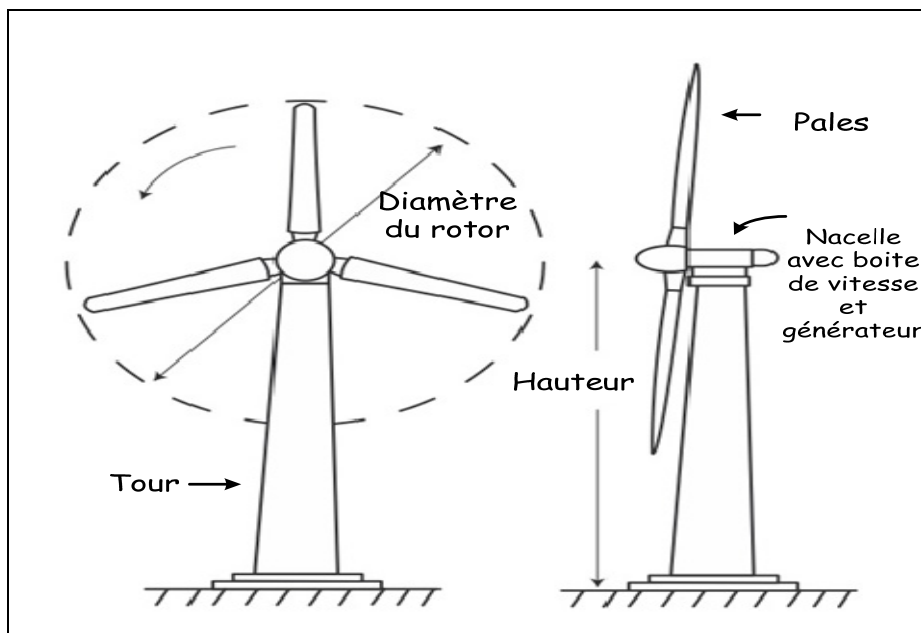


Figure 2.1 Schéma d'une éolienne
Adaptée de Singh (2003, p. 38)

A présent, la question qui se pose naturellement est : Comment la puissance disponible dans le vent peut être transformée en énergie électrique utile de la façon la plus optimale possible? Cela peut dépendre de la conception des pales du rotor, et de ce fait, de leurs capacités à récupérer l'énergie du vent.

Ainsi, la puissance récupérée par la turbine peut s'identifier à la puissance cinétique du vent exprimée précédemment mais dotée d'un coefficient $C_p(\lambda, \beta)$ propre à l'éolienne tel que :

$$P_{Turbine} = C_p(\lambda, \beta) \cdot P_{vent} \quad (2.5)$$

Dès lors on a :

$$P_{Turbine} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot V^3 \quad (2.6)$$

2.2.1 Coefficient de l'énergie éolienne

Les pales du rotor jouent un rôle important dans l'extraction de la puissance du vent. En effet, la vitesse du rotor diminue après l'extraction de la puissance, mais on ne doit pas laisser le rotor atteindre une position d'arrêt. Ce qui signifierait qu'aucune puissance ne serait extraite du vent. Afin de parvenir à une modélisation cohérente un scientifique allemand Albert Betz a essayé en 1919 d'exprimer l'action de freinage du vent sur un disque comme le rotor. Ainsi, conformément à la loi de Betz, la vitesse du vent diminue après avoir heurté les pales du rotor, la puissance captée par les pales du rotor dépend donc de la différence de vitesse du vent entre le moment juste avant et après avoir frappé les pales du rotor. On obtient la formule suivante :

$$P_{turb} = \frac{1}{2} k_m (V_1 - V_2)^2 \quad (2.7)$$

Ici V_1 et V_2 sont respectivement les vitesses de vent avant et après avoir frappé les pales.

k_m est le taux de débit massique et s'exprime de cette façon :

$$k_m = \rho \pi r^2 \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (2.8)$$

Le coefficient de puissance C_p est donné par :

$$C_p = \frac{P_{turb}}{P_{vent}} \quad (2.9)$$

En remplaçant la valeur de P_{vent} On obtient :

$$P_{turb} = P_{vent} \cdot C_p = \frac{1}{2} \rho \pi r^2 V^3 C_p \quad (2.10)$$

Le coefficient de puissance adapté à la loi de Betz :

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{V_2}{V_1} \right) \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \right) \quad (2.11)$$

L'équation théorique de C_p peut nous donner tout au plus le maximum théorique pour se faire on résout l'équation (2-11) en introduisant une action de freinage sans unités :

$$x = \frac{V_2}{V_1} \quad (2.12)$$

On introduit cette dernière dans (2-11) :

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + x)(1 - x^2) \quad (2.13)$$

Si l'on résout l'équation avec l'action de freinage minime de $x = \frac{1}{3}$.

On obtient :

$$C_{pmax} = 0.593$$

Cela indique que la puissance la plus élevée possiblement extraite est 59,3%. Par conséquent, le vent sera réduit à 1 / 3 de sa vitesse originale. Mais en pratique, la valeur maximale du coefficient de puissance efficace sera généralement comprise entre 0,4 à 0,54.

2.2.2 Vitesse de rotation

Le fait est que C_p n'est pas une valeur constante. Il dépend de deux données qui sont le rapport d'avance λ et l'angle d'inclinaison β « pitch ».

$$\lambda = \frac{(\omega_r.r)}{v} \quad (2.14)$$

Ainsi, pour des vitesses de vent variables, il faudrait avoir des valeurs optimales de λ et de β pour obtenir la plus grande valeur de C_p correspondant et ainsi extraire la puissance maximale pour toutes valeurs de vents. L'angle β sera fixé à zéro pour le moment, de ce fait pour toutes valeurs de $C_{poptimal}$ il existe $\lambda_{optimal}$.

Pour extraire la puissance maximale il faut contrôler notre λ en accord avec la vitesse du vent. Cela s'appelle le « maximum power point tracking ». Chaque éolienne a sa propre courbe caractéristique exprimant C_p en fonction de λ . On peut ainsi exprimer C_p de la sorte :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \cdot \left(\frac{C_2}{\lambda i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \cdot e^{\frac{C_5}{\lambda i}} + C_6 \cdot \lambda \quad (2.15)$$

Avec :

$$\lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.08 \beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}}$$

Ici C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 et C_6 sont des coefficients propres au système étudié et définis par le constructeur de la machine. Grâce à toutes ces équations, on peut décrire le bloc turbine de la manière suivante :

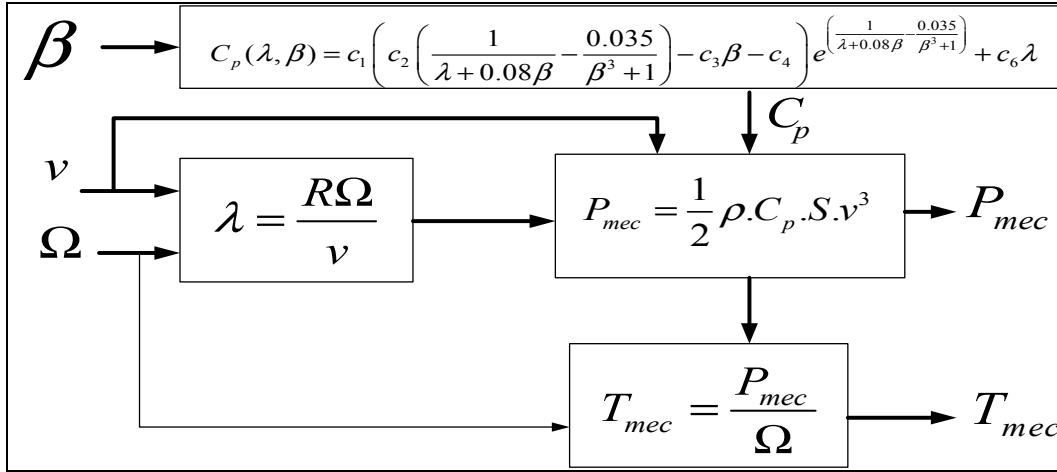


Figure 2.2 Schéma bloc de la turbine

2.2.3 Région d'exploitation de turbine

Les stades opérationnels d'éoliennes peuvent être compartimentés en trois phases, comme indiqué dans la figure 2.3.

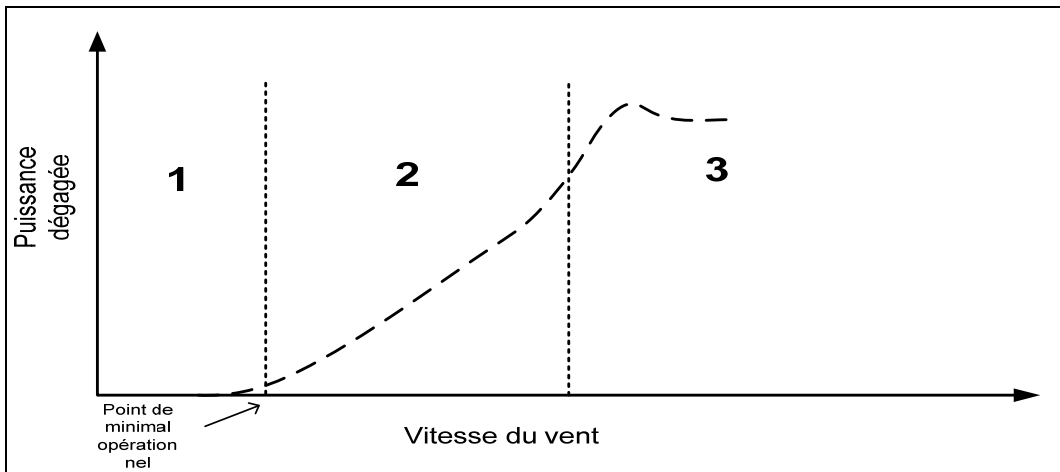


Figure 2.3 Région d'exploitation de turbine

1 – Phase de maintien : La puissance du vent doit être suffisante pour vaincre les frottements et l'inertie de l'éolienne. Cela nous donne une idée sur la vitesse de début de production d'énergie. Le dispositif opérationnel région I est lié à la vitesse où la turbine commence à tourner et se déplace dans la région II.

2 - Fonctionnement normal (inférieur à la vitesse du vent moyen): à partir de la vitesse de départ la turbine suit la courbe de puissance si la régulation fonctionne correctement. Idéalement, l'éolienne doit être exploitée au maximum de C_p .

Pour des vitesses de vent faible, lorsque la puissance aérodynamique produite par l'éolienne est inférieure à la puissance maximale du convertisseur de puissance, l'éolienne est exploitée au C_{pmax} . L'angle de tangage de l'éolienne est contrôlé pour avoir la valeur maximale possible de C_{pmax} . Comme le tour par minute change, l'angle de tangage est maintenu à sa valeur optimale.

3- Fonctionnement établi (haute vitesse de vents): la puissance captée par les pales est maintenue dans la limite, à l'aide du mécanisme de régulation d'angle de tangage. En fait, le début ne peut pas être défini à une vitesse de vent spécifique car des rafales de vent, même faibles peuvent activer le mécanisme de tangage. Comme la vitesse du vent augmente, la puissance générée par l'éolienne augmente également. Une fois le maximum du convertisseur de puissance atteint, l'angle de tangage doit être augmenté pour apporter la puissance aérodynamique. Comme l'angle de tangage est augmenté, l'éolienne fonctionne à faible rendement. Grâce à cela, la puissance mécanique d'entrée entraînant le générateur peut être facilement contrôlé. En supposant que le contrôle du pitch peut être fait instantanément, l'accélération et la décélération peuvent être faites à zéro et la vitesse peut être maintenue constante en contrôlant le P_{mech} le rendant exactement égale à P_{elect} . Une capacité plus élevée du taux de tangage d'une éolienne peut diminuer l'exigence pour le générateur et le convertisseur de puissance. La capacité de variation d'angle de tangage est généralement limitée en raison de la présence d'inertie du système comme en témoigne la relation suivante:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} \int (T_{mech} - T_{elect}). dt \quad (2.16)$$

Où le taux de vitesse de rotation est proportionnel à l'inverse de l'inertie et de la différence entre le moment de torsion aérodynamique a capturé (T_{mech}) du vent et la charge de moment de torsion électrique (T_{elect}).

2.3 Différentes techniques du MPPT

2.3.1 A partir de la puissance maximale

La puissance extraite de l'éolienne est donnée par la relation suivante :

$$P_{mec} = 0.5 C_p (\lambda, \beta) \rho A v^3 \quad (2.17)$$

Le coefficient de puissance (C_p) est défini comme la production de puissance de l'éolienne à la puissance disponible dans le vent. La valeur du coefficient de puissance maximal dépend du ratio de la vitesse de pointe λ mais également de l'angle de « tangage » (béta):

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.18)$$

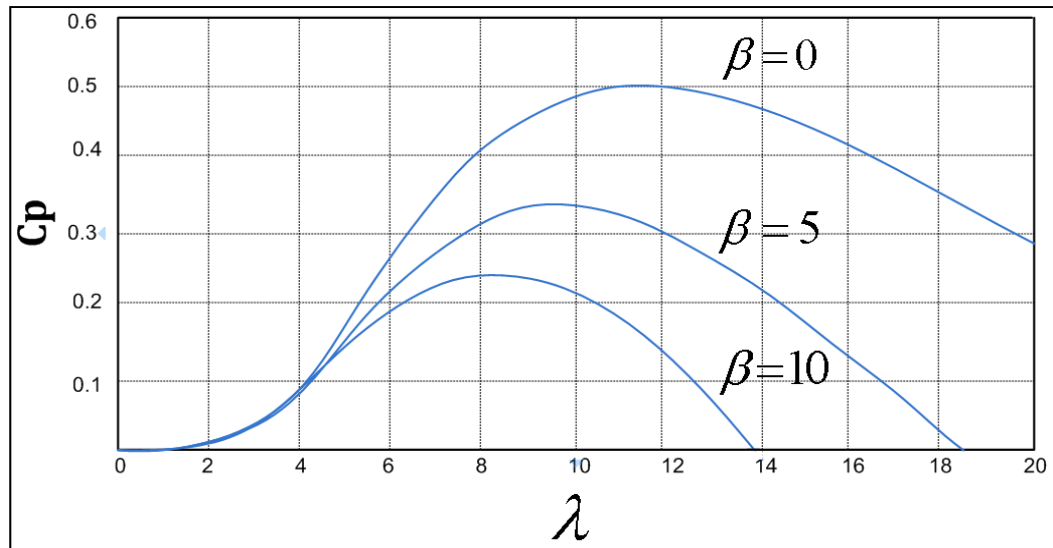


Figure 2.4 Caractéristique $C_p=f(\lambda)$

On voit sur la Figure présentée ci-dessus, que $C_p(\lambda)$ admet un maximum pour une valeur donnée de λ . Cette valeur maximale C_{pmax} de C_p est donnée pour λ_{nom} . Ainsi si l'on est en mesure de se placer à λ_{nom} nous sommes alors en mesure de maximiser la puissance.

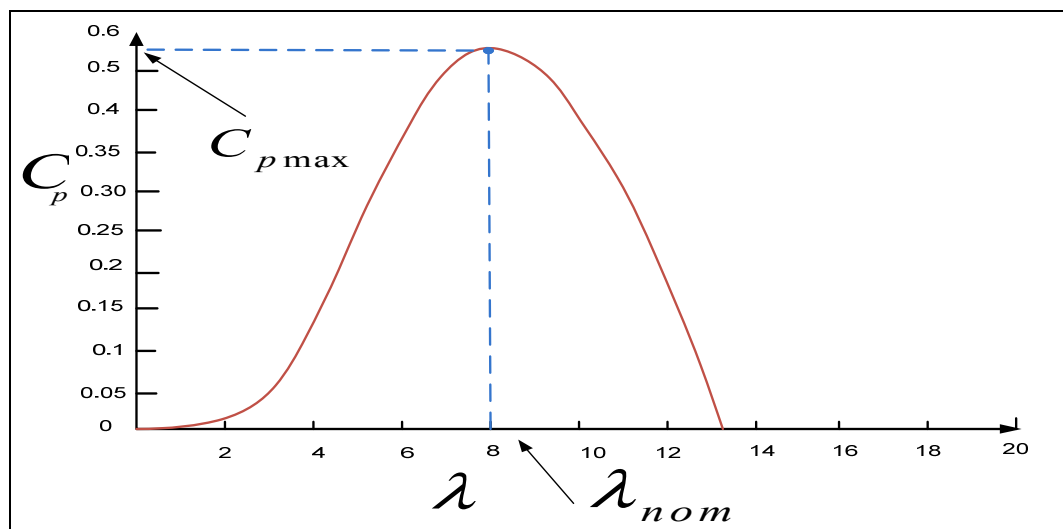


Figure 2.5 Extraction du λ nominal pour un $\beta=0$

Dans notre cas on extrait $\lambda_{nom} = 8,1$ et $C_{pmax} = 0,48$

La technique consisterait en l'extraction qui permet de calculer la vitesse de référence ω^* en fonction de la puissance du bus DC, elle-même liée à la puissance mécanique de la turbine. Cette modélisation correspond à l'équation énoncée précédemment qui reviendrait à :

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{nom} * v}{R} \quad (2.19)$$

Dans la figure suivante les caractéristiques du MPPT sont exposées. Dans cette figure la sortie de turbine pour différentes vitesses de vents est donnée pour un angle $\beta = 0$. Le système est capable de capturer la puissance maximale des différentes forces de vents disponibles.

$$P_{mec\ max} = 0.5 C_{pmax} (\lambda, \beta) \rho A \left(\frac{R \omega_{ref}}{\lambda_{nom}} \right)^3 \quad (2.20)$$

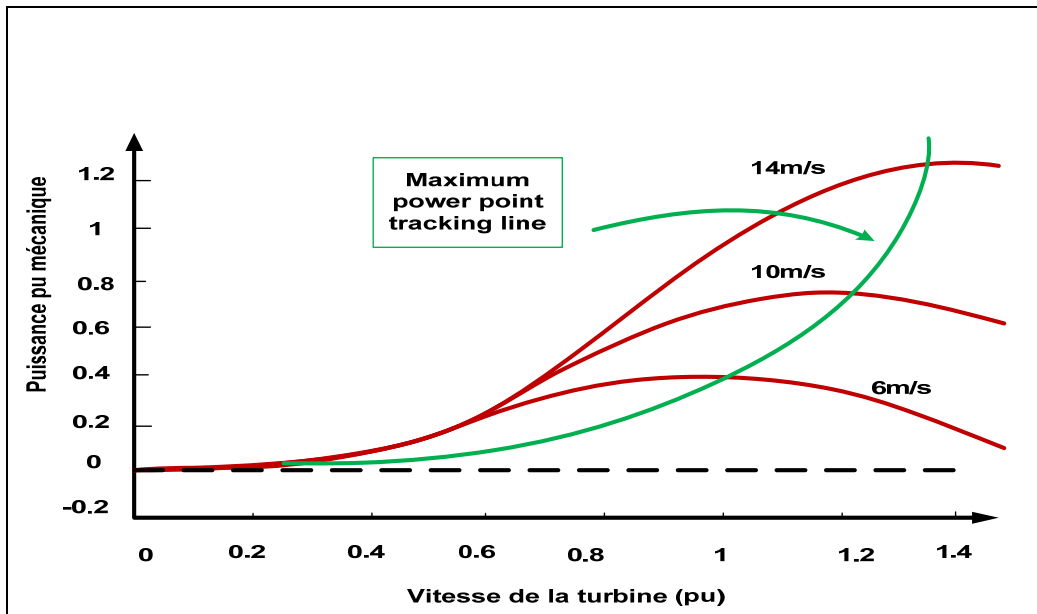


Figure 2.6 Courbe du MPPT

2.3.2 A partir de Beta et $\lambda_{nominale}$

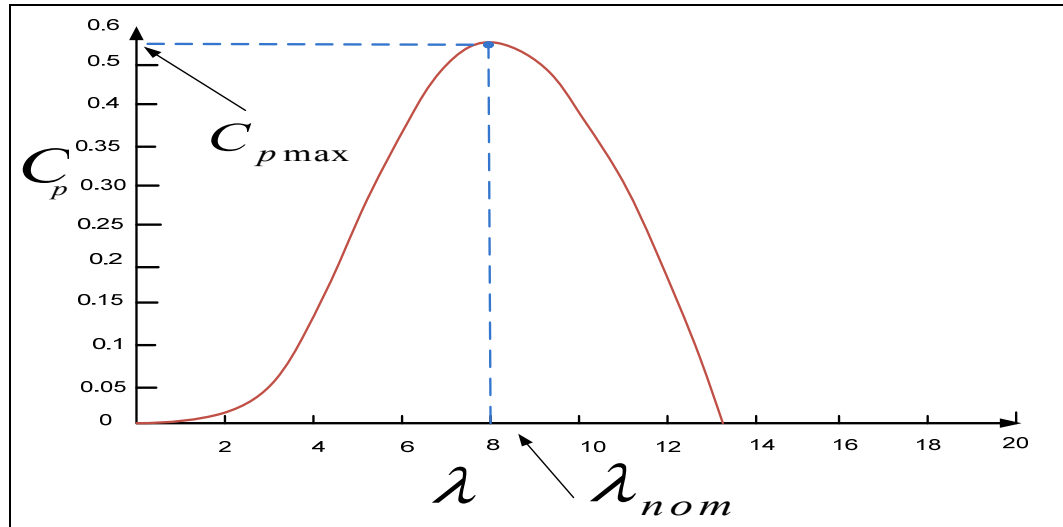


Figure 2.7 Courbe du C_p en fonction de lambda

$$\omega_{ref} = \frac{\lambda_{nom} * v}{R} \quad (2.21)$$

Que l'on implante avec la valeur de λ_{nom} déterminée similairement à ci-avant.

Soit $\lambda_{nom} = 8.1$

2.3.3 Perturbation et observation

La méthode de MPPT se traite en deux étapes, l'établissement de la fonction de réglage de vitesse de rotation, notamment maintenir la vitesse, le ralentissement rapide, l'accélération rapide et accélération lente. Ensuite, selon le résultat de la première étape, on obtient le couple T_e^* .

1^{ère} étape

La figure suivante montre la relation entre la puissance captée P_w et la puissance optimale P_{opt} . A_{opt} est le point de fonctionnement optimum où $P_w = P_{opt}$. Si la turbine opère au point B, alors P_{wB} sera plus grand que P_{optB} . Ainsi $\Delta P_w = P_{wB} - P_{optB} > 0$ et le résultat impose que le système augmente la vitesse de la turbine jusqu'à vitesse optimale. Si la turbine opère au point C alors P_{wC} sera plus grand que P_{optC} . Ainsi $\Delta P_w = P_{wC} - P_{optC} < 0$ et le résultat impose que le système diminue la vitesse de la turbine jusqu'à vitesse optimale. C'est ici une méthode de proche en proche qu'on effectue.

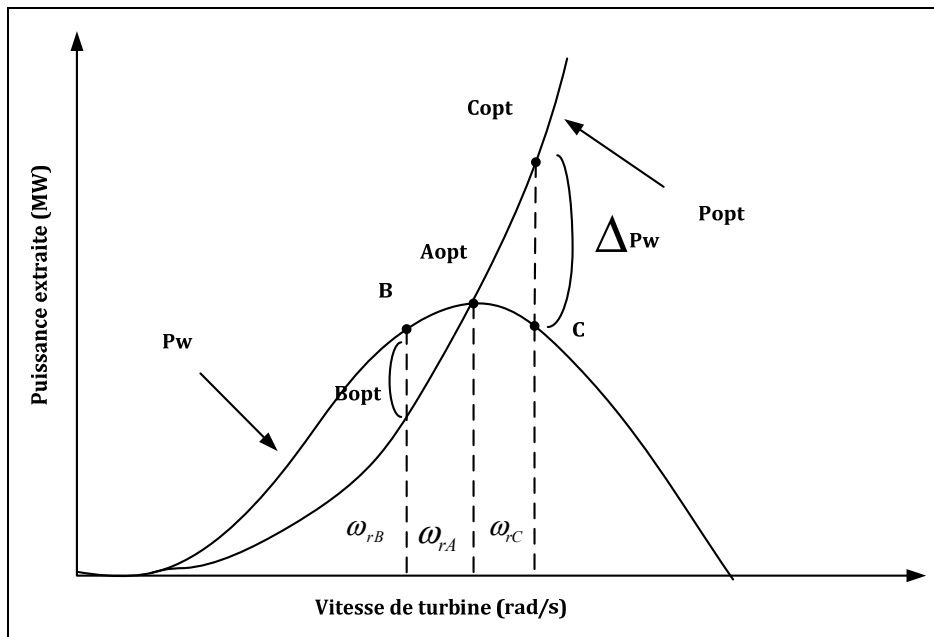


Figure 2.8 Puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation

Ainsi le système peut déterminer lorsque la turbine fonctionne de manière optimum en se référant à ΔP_w . Cette méthode est facilement utilisable et permet de réduire les fluctuations de vitesse de la turbine causées par des bruits. La figure d'après montre que si l'on a V_w la vitesse du vent de base, et que le système de commande définit 0.1m/s comme une amplitude de variation, alors la vitesse de rotation de la turbine ne devrait pas varier constamment, mais être maintenue à une valeur ω_{ropt} correspondant à V_w et la puissance du vent captée

varierait entre P_w'' et P_w' . P_{opt} (la puissance maximum) correspond à V_w . De même pour P_w'' et P_w' par rapport à V_w' et V_w'' . Grace aux équations de base 1 et 4 P_w'' et P_w' et P_{opt} se réfère uniquement à la vitesse du vent. On obtient deux coefficients de proportionnalité de la façon suivante tel qu'il est explicité dans la thèse (Singh, 2010) :

$$\left\{ \begin{array}{l} k = \frac{P_w' - P_{opt}}{P_{opt}} \\ k' = \frac{P_w'' - P_{opt}}{P_{opt}} \end{array} \right. \quad (2.22)$$

k et k' sont ainsi calculés et stockés une fois que la gamme d'opération des vitesse de vent est été confirmée.

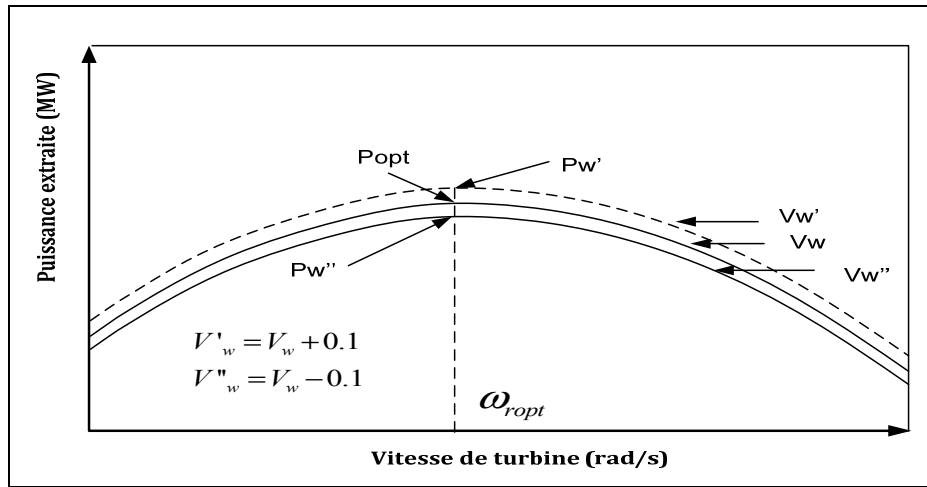


Figure 2.9 Puissance extraite en fonction de la vitesse de rotation (proche en proche)

En adaptant l'algorithme avec ces coefficient k et k' , on obtient l'algorithme correspondant. Si $\Delta P_w < 0$ et $\Delta P_w < k' P_{opt}$, la vitesse de la turbine doit décroître jusqu'à la vitesse de rotation optimale ω_{opt} et ainsi la fonction de ralentissement rapide est obtenue par le système de commande. Si $k' P_{opt} < \Delta P_w < k P_{opt}$, la vitesse de la turbine doit être conservée. b. Si $k P_{opt} < \Delta P_w < 2k P_{opt}$, le ralentissement très progressif doit s'appliquer. Et

si $\Delta P_w > 2kP_{opt}$, le ralentissement rapide de la turbine doit avoir lieu. Reste maintenant à en déduire T_e^* .

2^{ème} étape :

Après avoir statué sur les conditions de jugements On obtient T_e selon les critères suivants :

Si $T_e(t_0) > T(t_0)$, $T_e^* = T_e(t_0)$, alors que si $T_e(t_0) \leq T(t_0)$, $T_e^* = 1.1T(t_0)$. Si $T_e(t_0) < T(t_0)$, $T_e^* = (T_e(t_0) + T(t_0))/2$, alors que, si $T_e(t_0) \geq T(t_0)$, $T_e^* = 0.95T(t_0)$. Lorsque le jugement est une augmentation rapide, T_e^* suit: Si $T_e(t_0) < T(t_0)$, $T_e^* = T_e(t_0)$, alors que si $T_e(t_0) \geq T(t_0)$, $T_e^* = 0.95T(t_0)$, et la valeur sera maintenue jusqu'à un nouveau jugement.

On obtient l'algorithme suivant :

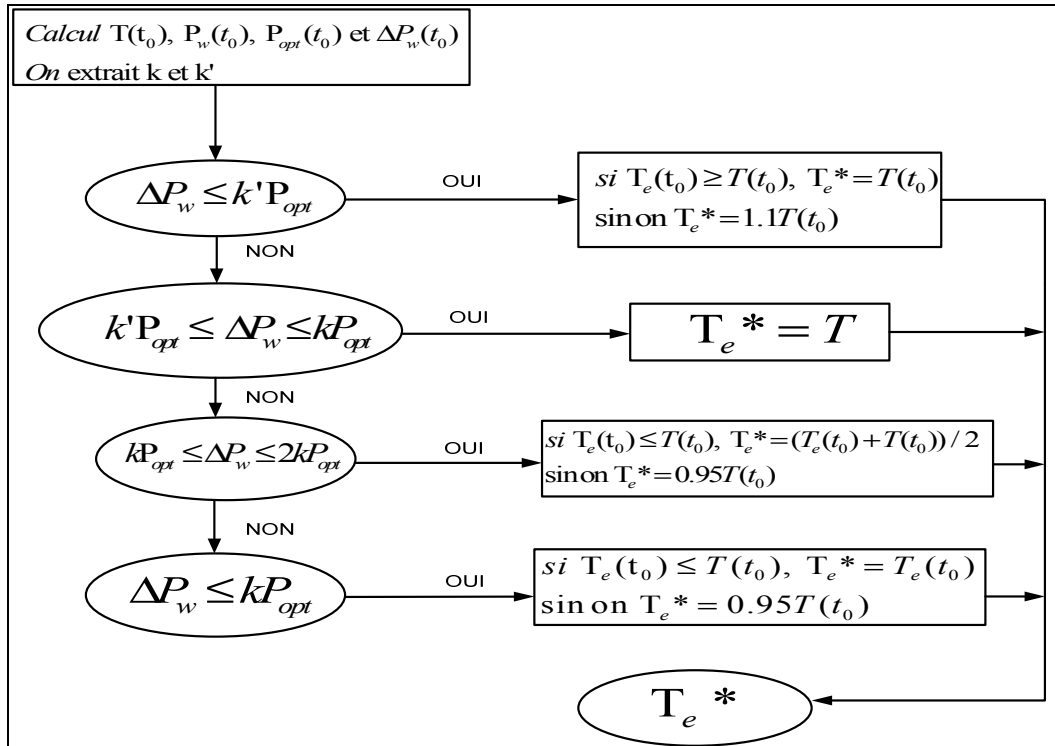


Figure 2.10 Algorithme de la méthode de MPPT

CHAPITRE 3

MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (QUATRE INTERRUPTEURS)

3.1 Introduction

Nous allons tout d'abord illustrer une topologie déjà connue, en nous familiarisant aux concepts dits « de base » que nous dériverons en des topologies plus abouties par la suite. Voici un schéma de la topologie étudiée dans cette partie (figure 3.1).

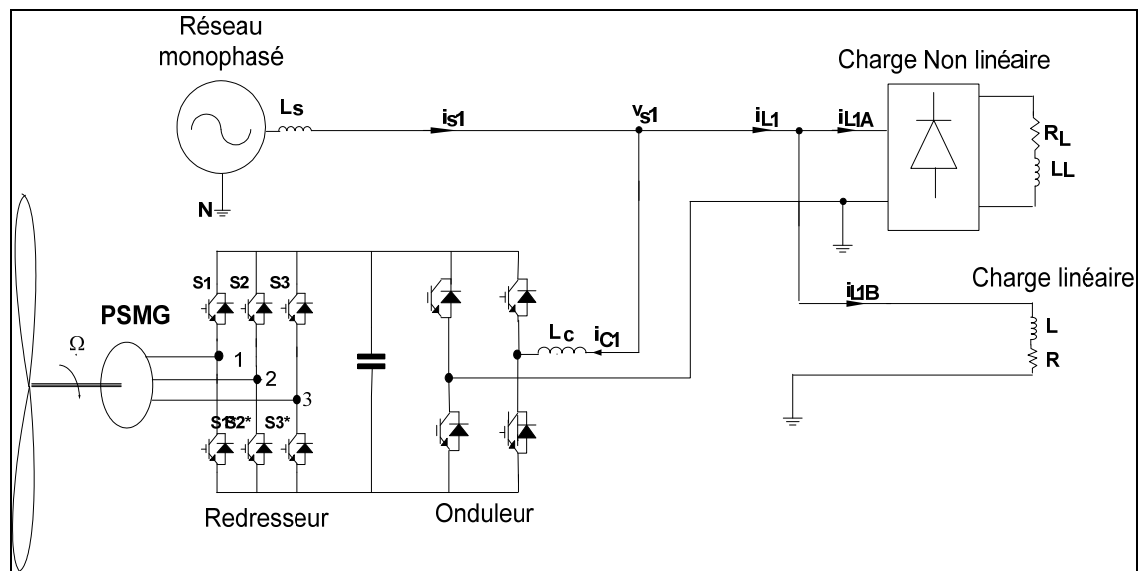


Figure 3.1 Schéma global de la topologie 1

Le réseau est choisi monophasé de manière à rendre le projet plausible face à une éolienne de faible puissance, qui s'adapterait ainsi à l'utilisation pour un particulier.

3.2 Modélisation de la PMSG

Sur la base de la conception du rotor, la MSAP (PMSM) peut être divisée en deux parties. D'après (Singh, 2010) dans la suite, selon le placement de l'aimant sur le rotor elles sont appelées machines à aimants permanent de surface (SPM) ou machines à aimants permanent d'intérieure (IPM), comme indiqué dans la figure suivante. Dans les machines SPM, les aimants permanents sont collés sur la surface du rotor à l'aide d'époxy adhésif. Le rotor a un noyau de fer qui peut être solide ou fait de tôles perforées, avec des pôles biaisés pour minimiser le couple cogging. La conception simple du rotor est facile à construire. Ce genre de configuration est utilisé pour le fonctionnement à basse vitesse, comme il y a des chances que l'aimant s'envole pendant le fonctionnement à haute vitesse. La perméabilité des matériaux magnétiques est presque proche de l'air, ce qui se traduit par un entrefer de grande efficacité. Par ailleurs, en raison de la conception de la surface du rotor, la saillance dans le rotor est censée être minimale. Pour les IPM, les aimants sont installés à l'intérieur du rotor. Bien qu'un certain nombre de configurations soit possible, un IPM typique est montré dans la figure suivante. Le rotor d'IPM est un peu difficile à fabriquer. Mais la conception robuste de l'IPM le rend plus adapté pour des applications à haute vitesse.

3.2.1 Principe de fonctionnement de la MSAP

Dans les machines synchrones à aimants permanents, les aimants sont placés sur la surface du rotor comme suppléant N et S pôles. Cette mise en surface d'aimants cause un développement du flux magnétique dans l'entrefer. Lorsque les enroulements du stator sont excités, ils développent leur propre flux magnétique. L'étroite interaction entre le rotor et les champs magnétiques du stator produit un couple électromagnétique dans le rotor.

La figure suivante montre la vue (coupe simplifiée) de trois-phase, MSAP deux pôles avec enroulements du stator symétrique, déplacées par angle électrique de 120° les unes des autres. Le mouvement relatif entre le rotor et le stator induit des ondes sinusoïdales centrées

sur les axes magnétiques des phases respectives. La différence de phase entre le flux magnétique du rotor magnétique (axe d) et l'axe magnétique du stator de la phase d'un enroulement est connue comme la position du rotor angle (θ_r). Le taux de changement de l'angle de position du rotor calcule en outre la vitesse angulaire du rotor (ω_r).

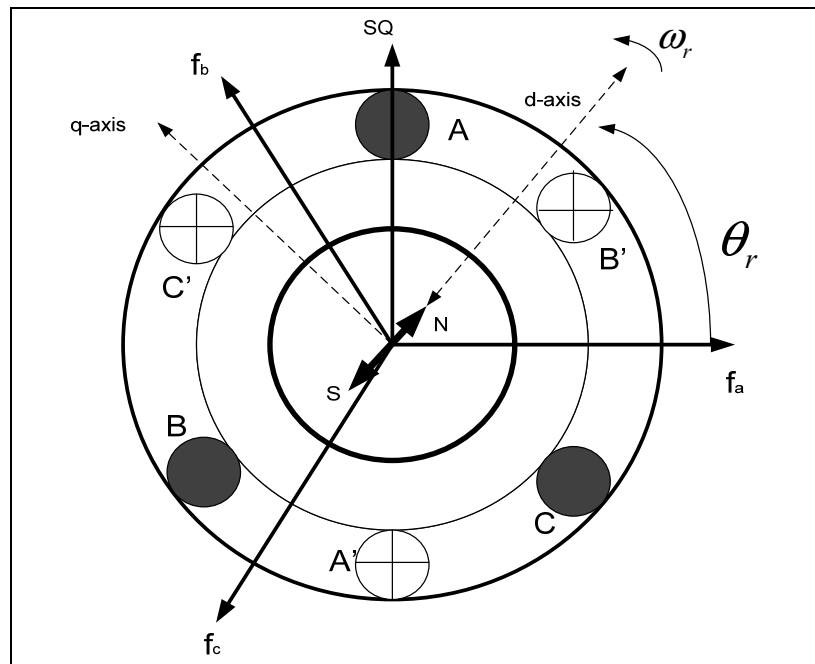


Figure 3.2 Coupe de la machine synchrone à aimants permanents

3.2.2 Modèle généralisé de la PMSM

Le modèle mathématique de la MSAP est similaire à celui du rotor bobiné de la machine synchrone. Les équations de tension dans le cadre abc réf du stator PMSM peuvent être exprimées en terme de courants instantanés.

$$\vec{V}_{abc} = R_{sabc} \vec{i}_{abc} + p \cdot \vec{\lambda}_{abc} \quad (3.1)$$

$$\vec{V}_{abc} = [V_a \quad V_b \quad V_c]^T \quad (3.2)$$

$$\vec{i}_{abc} = [i_a \quad i_b \quad i_c]^T \quad (3.3)$$

$$\vec{\lambda}_{abc} = [\lambda_a \quad \lambda_b \quad \lambda_c]^T \quad (3.4)$$

$$R_{sabc} = \text{diag}[R_s \quad R_s \quad R_s] \quad (3.5)$$

Où R_s est la résistance du stator.

Pour un système magnétique le lien du flux statorique peut être calculé ainsi :

$$\overrightarrow{\lambda}_{abc} = L_{abc} \vec{i}_{abc} + \overrightarrow{\lambda}_{mabc} \quad (3.6)$$

Où

$$L_{abc} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cc} & L_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$\overrightarrow{\lambda}_{mabc} = \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2\pi / 3) \\ \cos(\theta_r + 2\pi / 3) \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

L'enroulement statorique d'inductances dans l'équation 3-7 peut être exprimé comme suit:

$$L_{aa} = L_{1s} + L_{0s} + L_{2s} \cos 2\theta_r \quad (3.9)$$

$$L_{bb} = L_{1s} + L_{0s} + L_{2s} \cos 2(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) \quad (3.10)$$

$$L_{cc} = L_{1s} + L_{0s} + L_{2s} \cos 2(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \quad (3.11)$$

$$L_{ab} = L_{ba} = -\frac{1}{2} L_{0s} + L_{2s} \cos 2(\theta_r - \frac{\pi}{3}) \quad (3.12)$$

$$L_{ac} = L_{ca} = -\frac{1}{2} L_{0s} + L_{2s} \cos 2(\theta_r + \frac{\pi}{3}) \quad (3.13)$$

$$L_{bc} = L_{cb} = -\frac{1}{2} L_{0s} + L_{2s} \cos 2(\theta_r + \pi) \quad (3.14)$$

Dans les équations données ci-dessus, L_{aa} , L_{bb} , et L_{cc} , sont les inductances respectives de chaque phase L_{ac} , L_{bc} , et L_{cc} sont les inductances mutuelles et λ_m est le lien du flux créé par l'aimant du rotor. L'inductance L_{1s} de fuite est constituée d'une inductance de magnétisation L_{0s} et L_{2s} , qui sont dépendantes de la position du rotor. Ici L_{2s} est négatif et L_{0s} est positif dans le cas de l'intérieur des moteurs à aimant permanent (IPM) en raison de leur conception à rotor unique. Par conséquent, l'inductance en quadrature de l'axe de magnétisation L_{mq} est plus grande que l'inductance de magnétisation directe de l'axe L_{md} de l'intérieur de moteur PM, qui est opposé aux générales machines synchrones à pôles saillants. La liaison de flux statorique dans l'équation (3-6) peut être écrite sous forme prolongée tel que :

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \lambda_m \begin{bmatrix} \cos \theta_r \\ \cos(\theta_r - 2\pi/3) \\ \cos(\theta_r + 2\pi/3) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

3.2.3 Modélisation de la MSAP dans le référentiel d-q

L'analyse électromagnétique d'une MSAP est idéalement réalisée dans le cadre de référence de rotation dq. La transformation de parc élimine toutes les inductances variables dans le temps à partir des équations de tension de la machine synchrone qui se produisent à cause de deux circuits électriques en mouvement relatif et avec diverses réluctances magnétiques. La transformation de Parc et son inverse peuvent être mathématiquement exprimés dans les domaines suivants:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_o \end{bmatrix} = (T_{abc \rightarrow dq0}) \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta_r & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = (T_{abc \rightarrow dq0})^{-1} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_r & -\sin(\theta_r) & 1 \\ -\sin \theta_r & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Dans les équations (3.17) et (3.18) f peut représenter soit la tension, le courant ou les «variables de vecteur de liens de flux». Le cadre de référence peut tourner à tous angles constants ou variables de vitesse de rotation, ou il peut rester stationnaire comme dans la transformation de Clark. Pour un système triphasé équilibré, la matrice de transformation en (3.17) peut être réduite à :

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \end{bmatrix} = (T_{abc \rightarrow dq}) \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_r & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta_r & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Maintenant l'équation (3.4) peut être écrite dans le cadre de référence rotative tel que:

$$\overrightarrow{V_{dq0}} = R_s \cdot \vec{i}_{dq0} + T_{abc \rightarrow dq0} \cdot p \cdot \left[(T_{abc \rightarrow dq0})^{-1} \right] \bar{\lambda}_{dq0} + p \cdot \bar{\lambda}_{dq0} \quad (3.19)$$

Où

$$\begin{aligned} \overrightarrow{V_{dq0}} &= \begin{bmatrix} V_d & V_q & V_0 \end{bmatrix}^T \\ \vec{i}_{dq0} &= \begin{bmatrix} i_d & i_q & i_o \end{bmatrix}^T \\ \overrightarrow{\lambda_{dq0}} &= \begin{bmatrix} \lambda_d & \lambda_q & \lambda_0 \end{bmatrix}^T \end{aligned} \quad (3.20)$$

De même, la liaison de flux statorique tel que calculé dans l'équation (3-6) peut être écrite dans le référentiel de rotation comme :

$$\bar{\lambda}_{dq0} = L_{dq0} \cdot i_{dq0} + \bar{\lambda}_{dq0m} \quad (3.21)$$

Où, le lien du flux de magnétisation réside dans la direction d'axe-d, et peut donc être écrit sous forme matricielle comme donné ci-dessous :

$$\vec{\lambda}_{dq0m} = [\lambda_m \quad 0 \quad 0]^T \quad (3.22)$$

$$L_{dq0} = \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$L_d = L_{1s} + L_{mq} = L_{1s} + \frac{3}{2}(L_{0s} + L_{2s}) \quad (3.24)$$

$$L_o = L_{1s} \quad (3.25)$$

De plus l'interrelation entre L_d , L_q et L_{0s} , L_{2s} peut être donnée par :

$$L_{md} = \frac{3}{2}(L_{0s} + L_{2s}) \quad (3.26)$$

$$L_{mq} = \frac{3}{2}(L_{0s} - L_{2s}) \quad (3.27)$$

$$L_{0s} = \frac{2}{3} \left(\frac{L_{md} + L_{mq}}{2} \right) = \frac{1}{3}(L_{md} + L_{mq}) \quad (3.28)$$

$$L_{2s} = L_{0s} = \frac{2}{3} \left(\frac{L_{md} - L_{mq}}{2} \right) = \frac{1}{3}(L_{md} - L_{mq}) \quad (3.29)$$

Ici, L_d est nommé comme l'inductance statorique a axe direct et L_q l'inductance statorique a axe en quadrature.

De manière similaire on aura :

$$P \cdot \left[(T_{abc \rightarrow dq0})^{-1} \right] = \omega_r \cdot \begin{bmatrix} -\sin \theta_r & -\cos \theta_r & 0 \\ -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & 0 \\ -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & -\cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) & 0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Donc on obtient :

$$T_{abc \rightarrow dq0} \cdot P \cdot \left[(T_{abc \rightarrow dq0})^{-1} \right] = \omega_r \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

En transposant les équations 3.21 et 3.32 dans 3.20 on obtient :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \omega_r \cdot \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_m \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + P \cdot \begin{bmatrix} L_d & 0 & 0 \\ 0 & L_q & 0 \\ 0 & 0 & L_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_m \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

En simplifiant l'équation (3.33) :

$$\begin{aligned} V_d &= R_s \cdot i_d + L_d \cdot \frac{di_d}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \\ V_q &= R_s \cdot i_q + L_q \cdot \frac{di_q}{dt} + \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \\ V_0 &= R_s \cdot i_0 + L_0 \frac{di_0}{dt} \end{aligned} \quad (3.33)$$

Pour un fonctionnement équilibré des MSAP, l'équation homopolaire peut être négligée. Le schéma équivalent de la MSAP d'axe d et d'axe q sont présentés sur la Figure 3-3 et 3-4

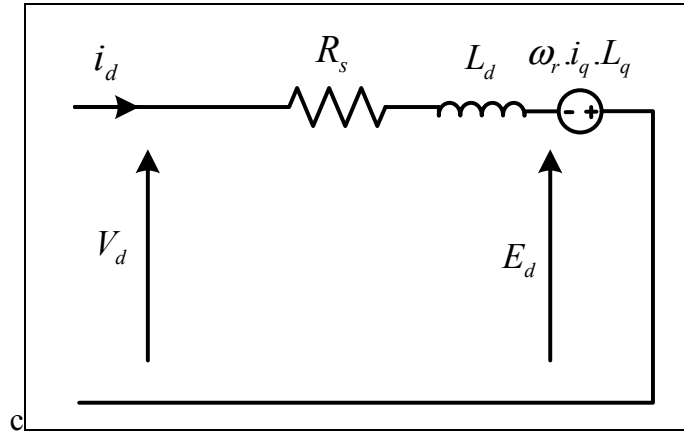


Figure 3.3 Modèle équivalent de la MSAP (axe-d)

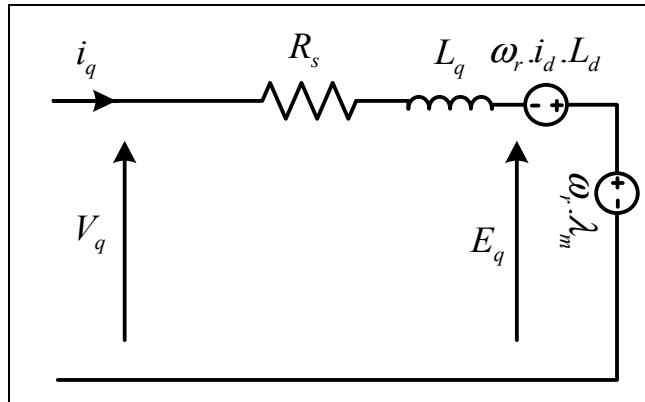


Figure 3.4 Modèle équivalent de la MSAP (axe-q)

Dans les deux figures précédentes E_d et E_q sont les forces contre électromotrices d'axe directe et quadrature respectivement. Elles s'expriment de la sorte :

$$\begin{aligned} E_d &= -\omega_r \cdot \lambda_q = -\omega_r \cdot L_q i_q \\ E_q &= \omega_r \cdot \lambda_d = \omega_r \cdot L_d i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \end{aligned} \quad (3.34)$$

La puissance mécanique créée par la MSAP peut s'écrire :

$$P_m = \frac{3}{2} (E_d i_d + E_q i_q) = \frac{3}{2} (\omega_r \lambda_d i_d - \omega_r \lambda_q i_d) \quad (3.35)$$

De même, à partir des équations dérivées ci-dessus, l'expression du couple électromagnétique dans le référentiel de rotation peut être écrite comme:

$$T_e = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{P_m}{\omega_r} \left(\frac{P}{2} \right) \quad (3.36)$$

Ici, ω_m est la vitesse mécanique et P le nombre de poles.

En transposant 3-39 et 3-40 on obtient l'expression suivante du couple :

$$T_e = \frac{3}{2} \left(\frac{P}{2} \right) (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (3.37)$$

Comme la machine synchrone à aimants permanents a pour but d'être exploitée en mode génératrice, la circulation du courant dans les enroulements du stator sera en sens inverse. En incorporant le sens de circulation inverse, les équations de tension en mode génératrice peuvent être écrites ainsi:

$$\begin{aligned} V_d &= -R_s i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega_r L_q i_q \\ V_q &= -R_s i_q - L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_r L_d i_d - \omega_r \lambda_m \end{aligned} \quad (3.38)$$

On obtient ainsi les schémas équivalent de la MSAP d'axe d et d'axe q en mode génératrice.

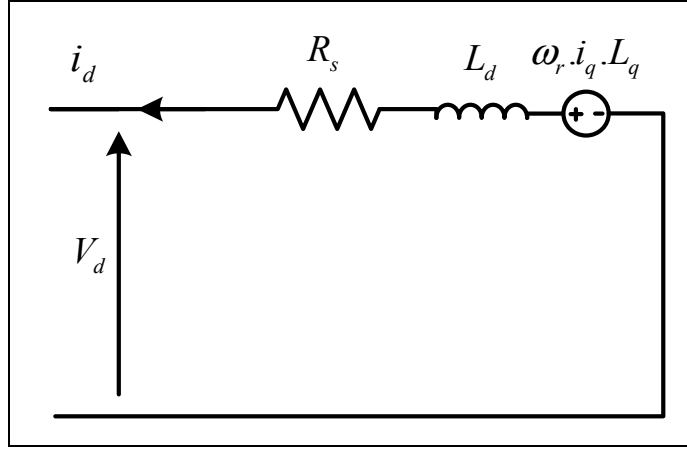


Figure 3.5 Modèle équivalent de la MSAP (axe-q)

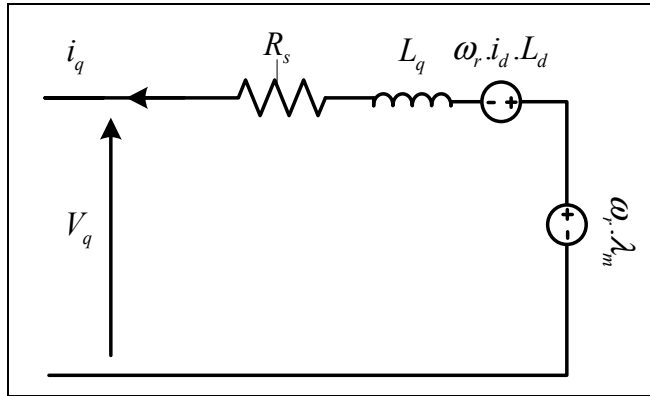


Figure 3.6 Modèle équivalent de la MSAP (axe-d)

Dans les machines SPMs la conception du rotor est presque lisse et offre ainsi la réticence égale sur l'axe d et l'axe q, ce qui entraîne une égalité d'inductances ($L_d = L_q$). On obtient par conséquent :

$$T_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} \cdot \lambda_m \cdot i_q \quad (3.39)$$

Ainsi le couple électromagnétique dans la PMSG peut être contrôlé en contrôlant ses composantes de courants sur l'axe quadrature.

3.3 Modélisation et commande du redresseur

Le redresseur permet de convertir l'énergie alternative venant de la turbine en une énergie continue. Voici le schéma général du redresseur.

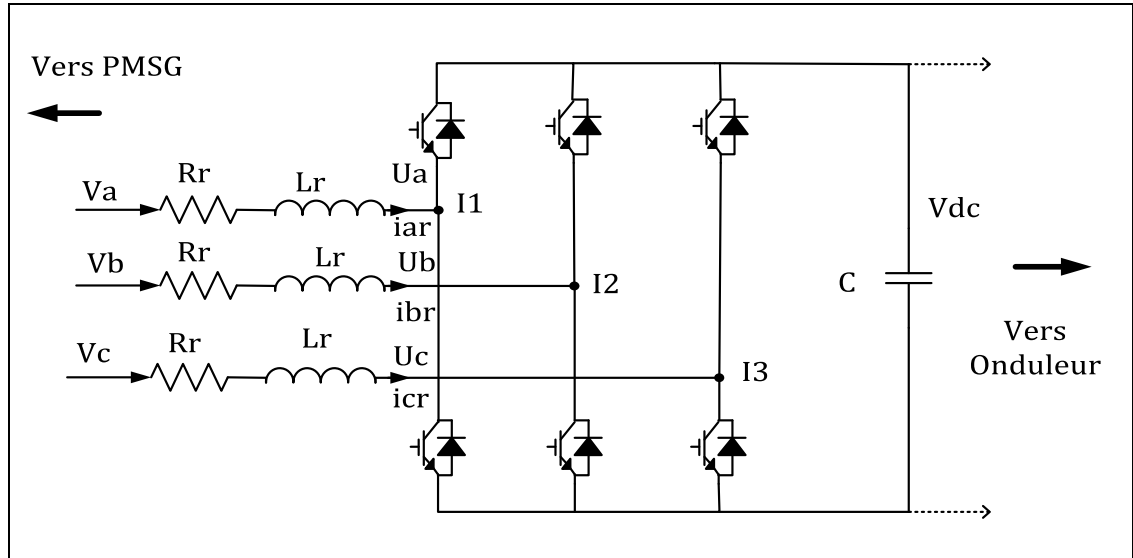


Figure 3.7 Schéma du redresseur

Le système d'équation peut s'écrire :

$$\begin{cases} V_a = R_r \cdot i_{ar} + L_r \cdot \frac{di_{ar}}{dt} + Ua = R_r \cdot i_{ar} + L_r \cdot \frac{di_{ar}}{dt} + V_{dc} \cdot \frac{2I_a - I_b - I_c}{3} \\ V_b = R_r \cdot i_{br} + L_r \cdot \frac{di_{br}}{dt} + Ub = R_r \cdot i_{br} + L_r \cdot \frac{di_{br}}{dt} + V_{dc} \cdot \frac{-I_a + 2I_b - I_c}{3} \\ V_c = R_r \cdot i_{cr} + L_r \cdot \frac{di_{cr}}{dt} + Uc = R_r \cdot i_{cr} + L_r \cdot \frac{di_{cr}}{dt} + V_{dc} \cdot \frac{-I_a - I_b + 2I_c}{3} \end{cases} \quad (3.40)$$

I_a, I_b et I_c sont les positions de commutation de chaque phase, ainsi I_a peut être égale à 1 ou 0. On applique ensuite la transformée de Park, on obtient ainsi :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ I_{or} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_r & 0 & 0 \\ 0 & L_r & 0 \\ 0 & 0 & L_r \end{bmatrix} \cdot \left\{ \begin{bmatrix} 0 & -\omega_r & 0 \\ \omega_r & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ i_{0r} \end{bmatrix} + p \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \\ i_{0r} \end{bmatrix} \right\} + \begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

En simplifiant l'équation précédente et en enlevant la séquence zéro on obtient :

$$\begin{cases} v_d = L_r \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} - \omega_r L_r i_{qr} + U_d \\ v_q = L_r \frac{di_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} + \omega_r L_r i_{dr} + U_q \end{cases} \quad (3.42)$$

$$\begin{cases} v_d + \omega_r L_r i_{qr} - U_d = L_r \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} \\ v_q - \omega_r L_r i_{dr} - U_q = L_r \frac{di_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} \end{cases} \quad (3.43)$$

De plus on a pu voir grâce aux équations de la PMSG ,l'équation dynamique :

$$J \frac{d\omega}{dt} = \Gamma_{mec} - \Gamma_e \quad (3.44)$$

Nous obtenions :

$$\Gamma_e^* = \frac{3}{4} p \lambda_m i_q^* \quad (3.45)$$

Ainsi on obtient le courant statorique de référence qui servira dans l'implémentation de la commande : (Singh, 2010)

$$i_q^* = \frac{4}{3} \left(\frac{T_e^*}{P \lambda_m} \right) \quad (3.46)$$

La commande du redresseur permet de créer des pulsations en comparant par hystérésis les courants statoriques de références à ceux mesurés. En imposant le courant de référence suivant l'axe d ($i_d^*=0$), on réglera les deux courants en utilisant le régulateur par hystérésis et on supposera que $v_q=0$.

On obtient ainsi le diagramme bloc de la commande du redresseur :

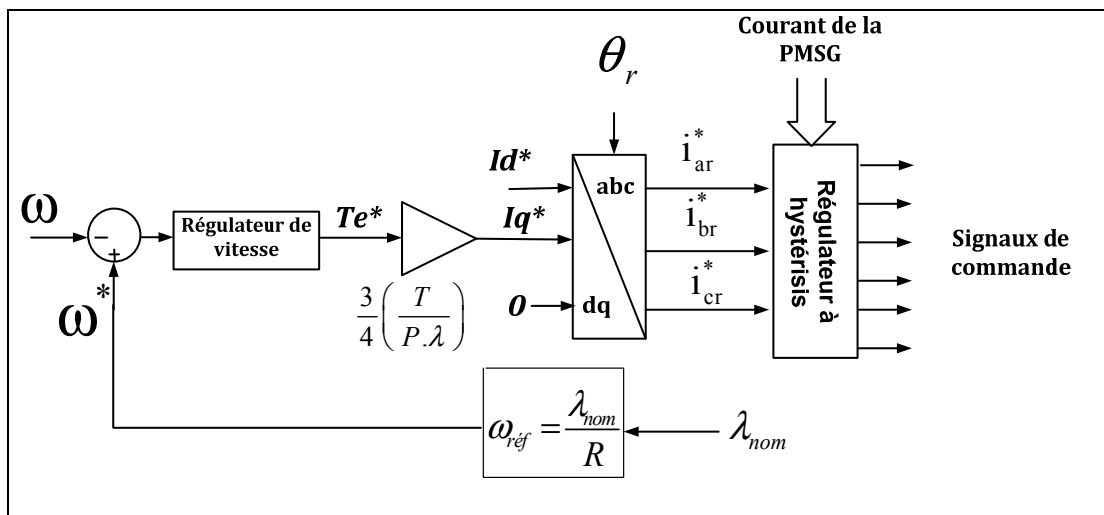


Figure 3.8 Diagramme de commande redresseur

3.4 Modèle et commande de l'onduleur

Nous allons étudier dans un premier temps la modélisation de la commande indirecte de l'onduleur triphasé, telle qu'elle est connue dans la littérature pour dériver ensuite sur la topologie de celle de l'onduleur monophasé.

3.4.1 Stratégie de commande (indirecte monophasé)

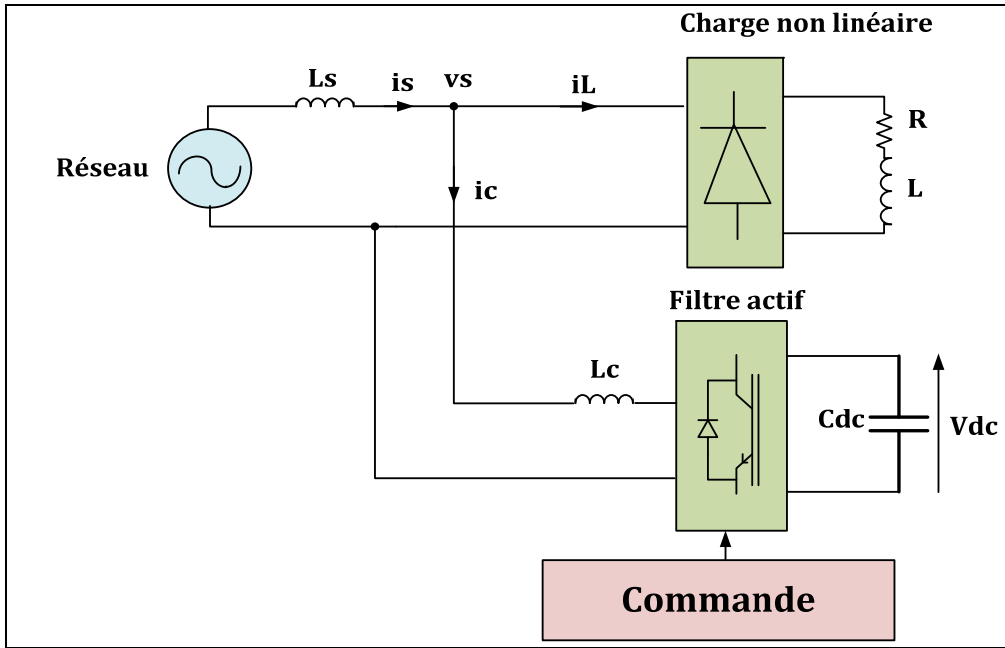


Figure 3.9 Schéma du coté onduleur

La commande telle qu'elle a été décrite dans (Hamadi, 2011) nous donne l'équation du courant de charge de la forme :

$$i_L(t) = \sum_{n=1}^{\infty} (I_{Lan} \sin(n\omega t + \theta_{Lan})) \quad (3.47)$$

Il est possible de décomposer ce courant en une composante active et réactive à une fréquence fondamentale et en composantes harmoniques. On peut ainsi écrire :

$$i_L(t) = i_{Lfactif}(t) + i_{Lfréactif}(t) + i_{Lharmoniques}(t) \quad (3.48)$$

Avec :

$$i_{L_{factif}}(t) = i_{L_f} \cos \theta_{L_f} \sin \omega t$$

$$i_{L_{fréactif}}(t) = i_{L_f} \sin \theta_{L_f} \cos \omega t$$

$$i_{L_{harmoniques}}(t) = \sum_{n=2}^{\infty} (I_{L_{an}} \sin(n\omega t + \theta_{L_{an}}))$$

$$\omega = 2\pi f s$$

$f s$: Fréquence au réseau

$\theta_{L_{an}}$: Déphasage

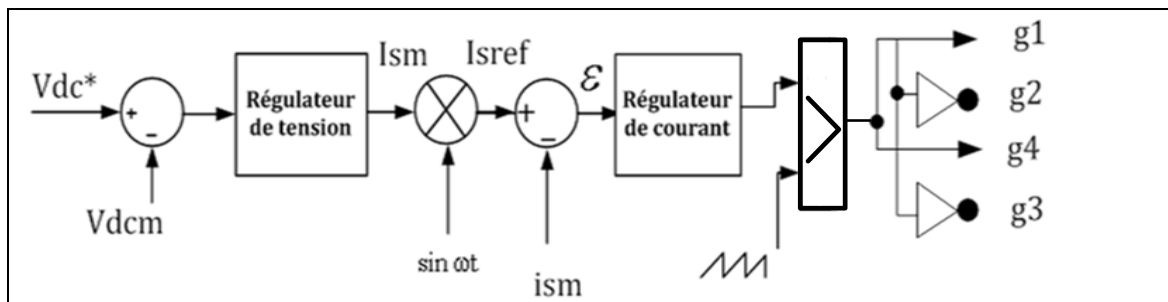


Figure 3.10 Schéma de commande de l'onduleur monophasé

Il apparait ainsi clairement que le courant de compensation que le filtre doit générer vaut :

$$i_{compensation}(t) = -\left(i_{L_{fréactif}}(t) + i_{L_{harmoniques}}(t)\right) \quad (3.49)$$

On obtient l'algorithme de commande suivant :

Ici V_u représente le vecteur unitaire de la source de tension. On a $V_u = \frac{V_s}{V_{smax}}$

V_{dcm} : Tension mesurée au bus DC

I_{sm} : Courant de source maximal

V_{dc}^* : Tension de référence du bus DC

i_{sm} : Courant de source mesuré

On a également $i_{sréf} = I_{sm} * V_u$

Et vraisemblablement $\varepsilon = i_{sréf} - i_{sm}$

On peut décomposer i_{sm} de la façon suivante :

$$i_{sm} = i_{La} + i_{Lr} + i_{Lh} \quad (3.50)$$

i_{La} : Courant actif de la charge non linéaire

i_{Lr} : Courant réactif de la charge non linéaire

i_{Lh} : Courant harmonique de la charge non linéaire

$i_{sréf}$: Référence du courant actif de source

On note, $i_{sréf} = i_a$

Il faut avoir un courant actif additionnel pour palier aux pertes occasionnées par le filtre.

$$\varepsilon = i_a - i_{La} - i_{Lr} - i_{Lh}$$

Ainsi on a : $i_a - i_{La}$: Courant supplémentaire.

$i_{Lr} - i_{Lh}$: Courant réactif et harmonique à compenser.

Pour les topologies d'onduleur différentes qui vont suivre dans les chapitres suivants, la commande restera la même. Seule la modulation à largeur d'impulsion changera.

3.5 Résultats de simulation de l'ensemble

Ainsi nous obtenons en combinant les différentes parties préalablement exposées les résultats globaux faisant référence à la topologie figure 3.1. Nous observons ici la simulation du filtre

actif seul alimentant une charge de type source de courant (RL) puis une charge de type source de tension (RC).

Les deux figures suivantes montrent, tension du réseau (v_s), le courant du réseau (i_s), le courant de la charge non linéaire (i_L), le courant du filtre actif (i_c) et enfin la tension du bus dc (v_{dc}).

Tableau 3.1 Paramètres de simulation pour la première topologie

Charge non linéaire	$R_L = 10 \text{ ohms}$; $L_L = 0.01 \text{ H}$
Filtre Actif (4 interrupteurs)	$L_F = 0.002 \text{ H}$, $C_{dc} = 4000 \text{ } \mu\text{F}$
PMSG	$V = 283 \text{ V}$; $C = 2.3404 \text{ N.m/A}$

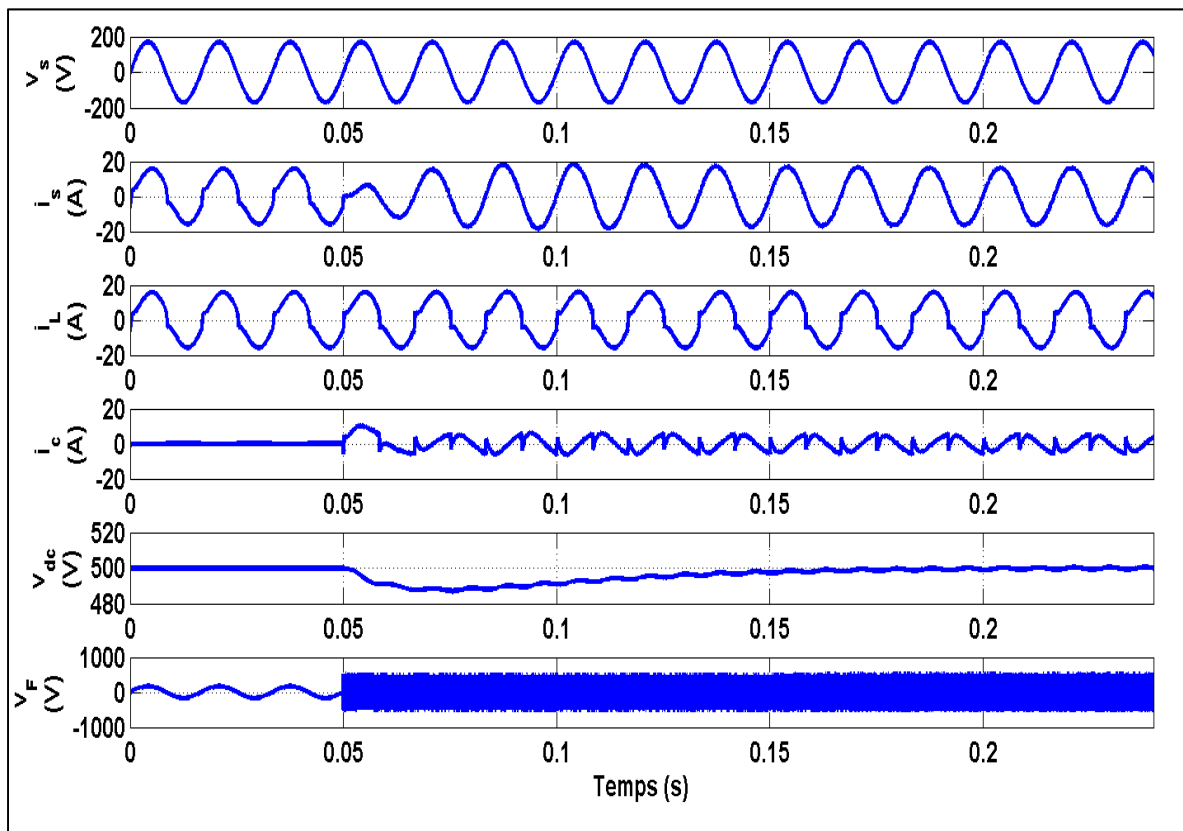


Figure 3.11 Résultats de simulation du filtre actif à quatre interrupteurs seul et une charge non linéaire de type source de courant

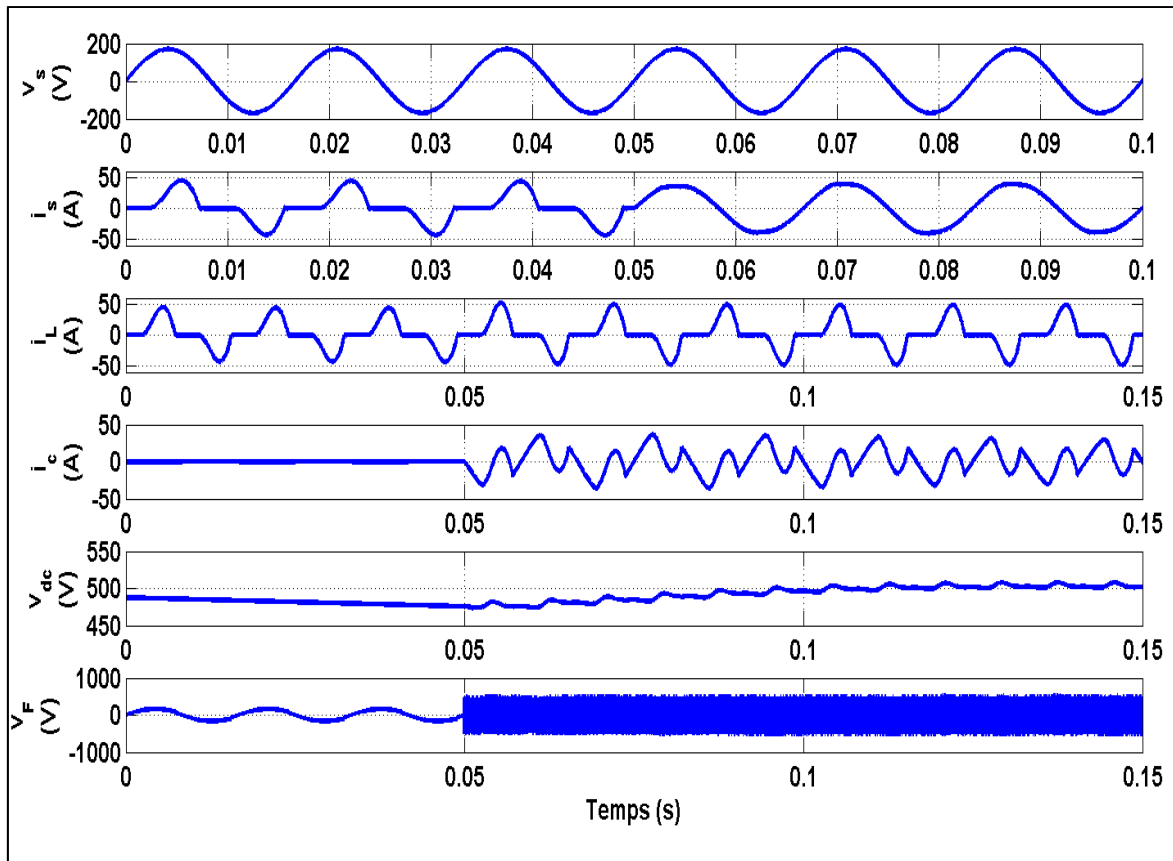


Figure 3.12 Résultats de simulation du filtre actif à quatre interrupteurs seul et une charge non linéaire de type source de tension

Avec V_F la tension du filtre ; Les résultats de simulation du filtre actif pour les deux types de charge non linéaire montrent bien que le filtre pour les deux sortes de charge opère correctement, corrigeant ainsi les harmoniques et le facteur de puissance. De 0 à 0.05 s le filtre n'est pas activé et c'est seulement à 0.05 s qu'il opère.

En Implémentant ce filtre à l'ensemble du système avec PMSG comme il est illustré figure 3.1.

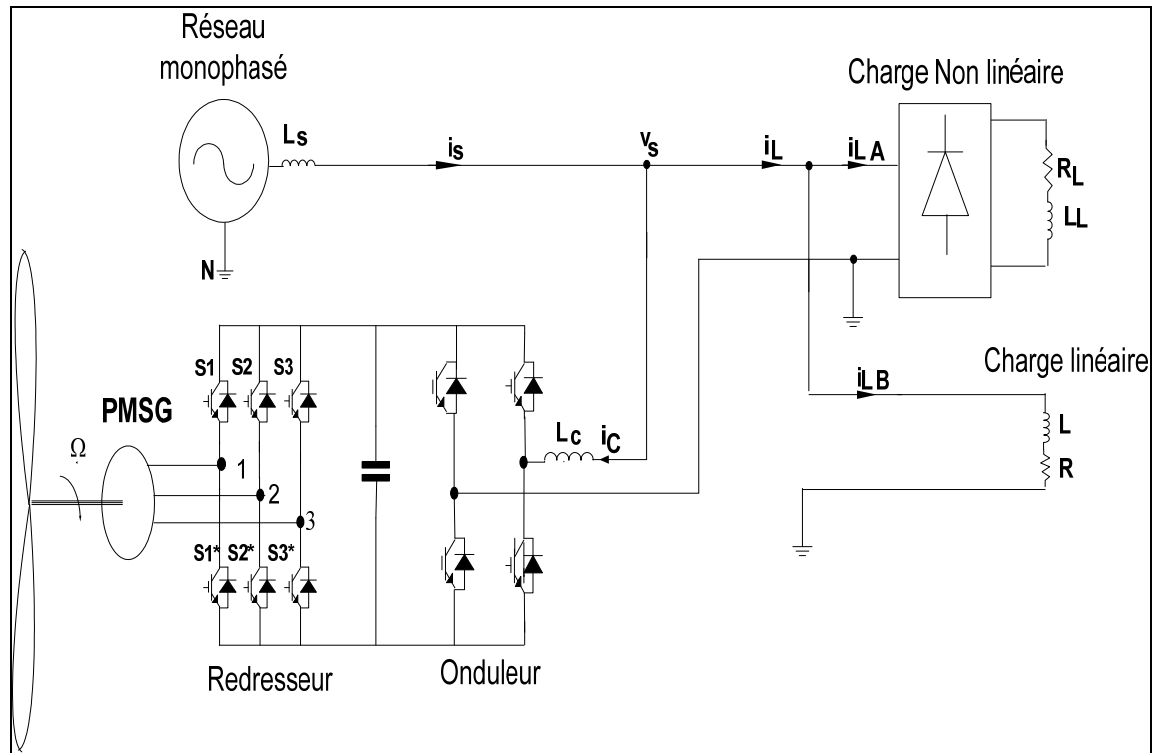


Figure 3.13 Schéma global de la topologie 1

Dans la figure 3.13, sont représentés, la tension du réseau (v_s), le courant du réseau (i_s), le courant de la charge (i_L), le courant de compensation (i_c), la tension du bus dc (v_{dc}) et la vitesse de rotation de la PMSG (Ω_r).

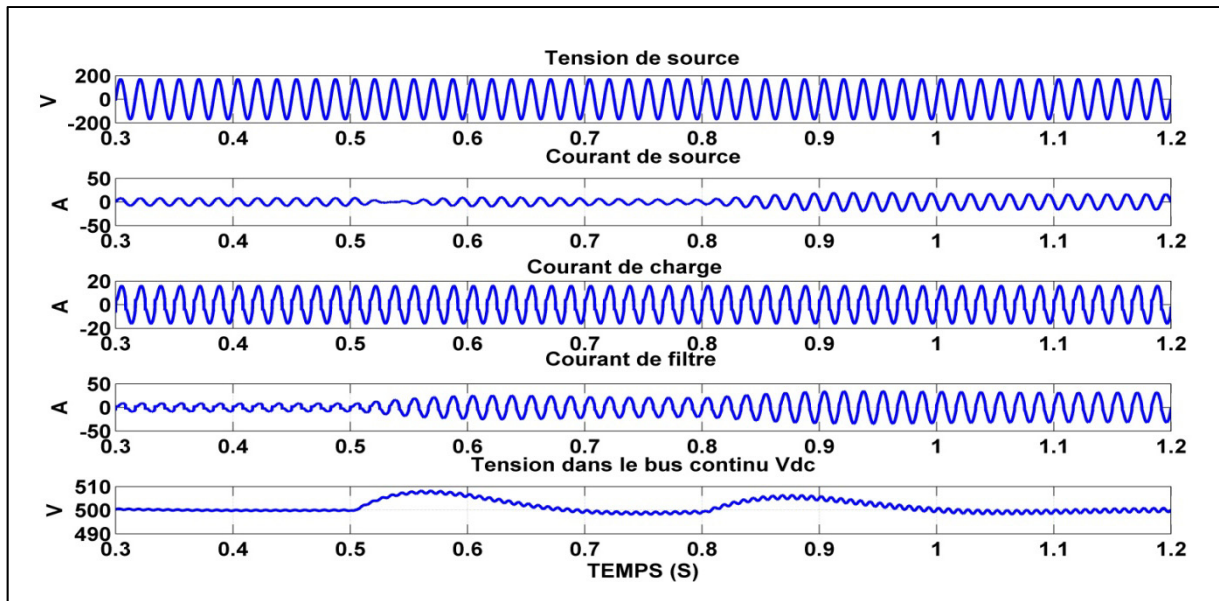


Figure 3.14 Résultats de simulation de l'ensemble du système avec la charge RL

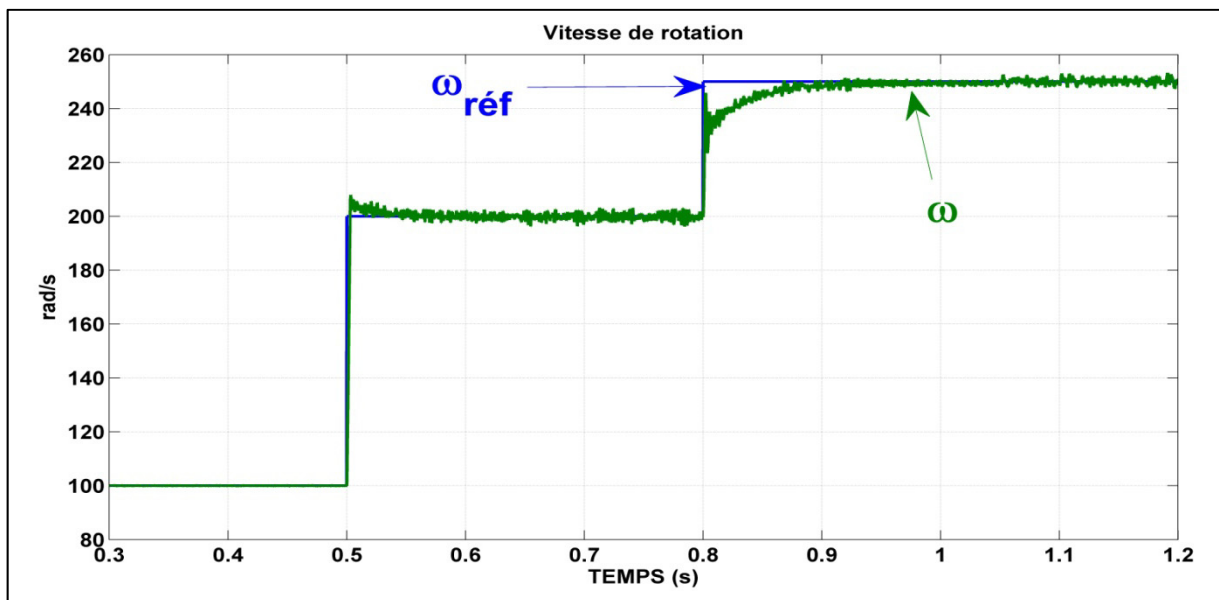


Figure 3.15 Réponse dynamique de la vitesse de rotation

On remarque que la vitesse de rotation mesurée suit parfaitement la vitesse de référence et la tension du bus V_{DC} est parfaitement régulée durant les différentes variations de la vitesse de

rotation. On remarque aussi que le courant du réseau électrique à une vitesse nulle, le réseau alimente seul la charge, de $t=0.1$ à $t=0.3$ s, la vitesse est opérée à 50 rd/s, et l'éolienne a contribué à alimenter la charge et le courant du réseau diminue. De $t=0.3$ s à $t=0.5$ s, la vitesse augmente à 1000 rd/s, l'éolienne assume seule l'alimentation de la charge. De $t=0.5$ à $t=0.8$ s, la vitesse augmente à 150 rd/s, l'éolienne alimente la charge et le surplus est envoyé au réseau électrique.

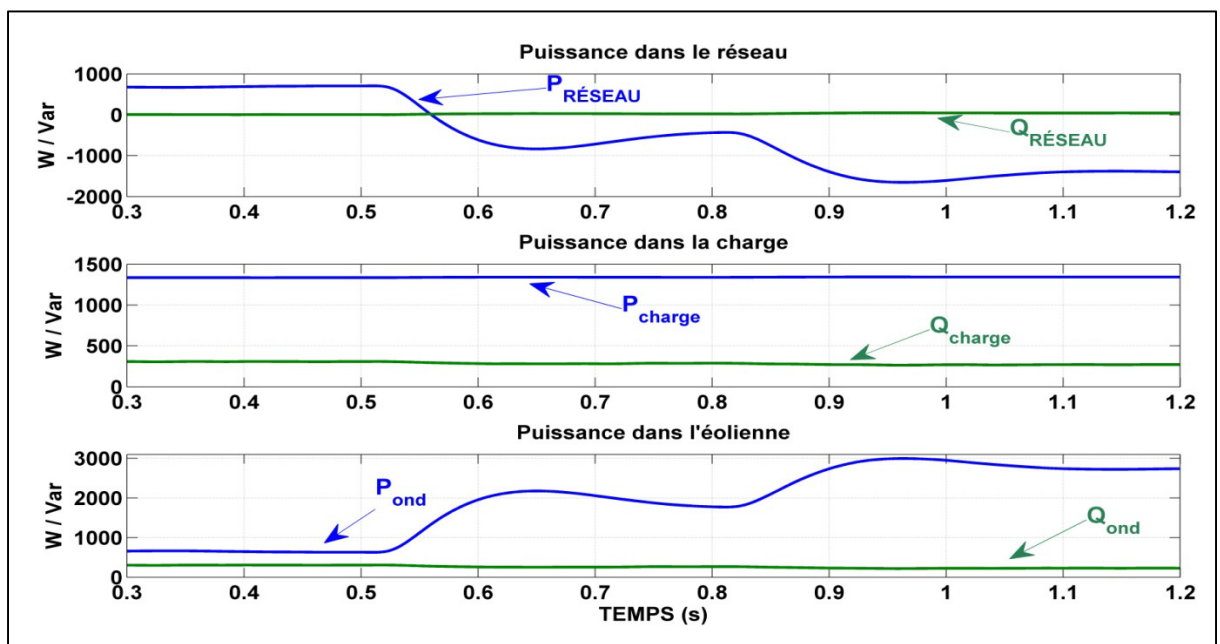


Figure 3.16 Résultats de simulations des puissances

Le même phénomène est observé pour l'interprétation de l'écoulement des puissances donné à la figure 3.15. A partir de $t=0.5$ s, le réseau électrique commence à recevoir de la puissance active à partir de l'éolienne via l'onduleur.

Après avoir étudié la topologie la plus basique dans le cas d'une éolienne alimentant un réseau monophasé nous allons tenter d'améliorer l'impact sur le réseau c'est pourquoi nous allons implémenter un onduleur générant une tension sur trois niveau.

CHAPITRE 4

MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (HUIT INTERRUPTEURS)

4.1 Introduction

Nous allons étudier dans ce chapitre la continuité de la topologie précédente. Effectivement, nous implantons un onduleur monophasé de type « Neutral Point Clamped » générant un signal sur trois niveaux. Nous pouvons observer la topologie du système global sur la figure suivante.

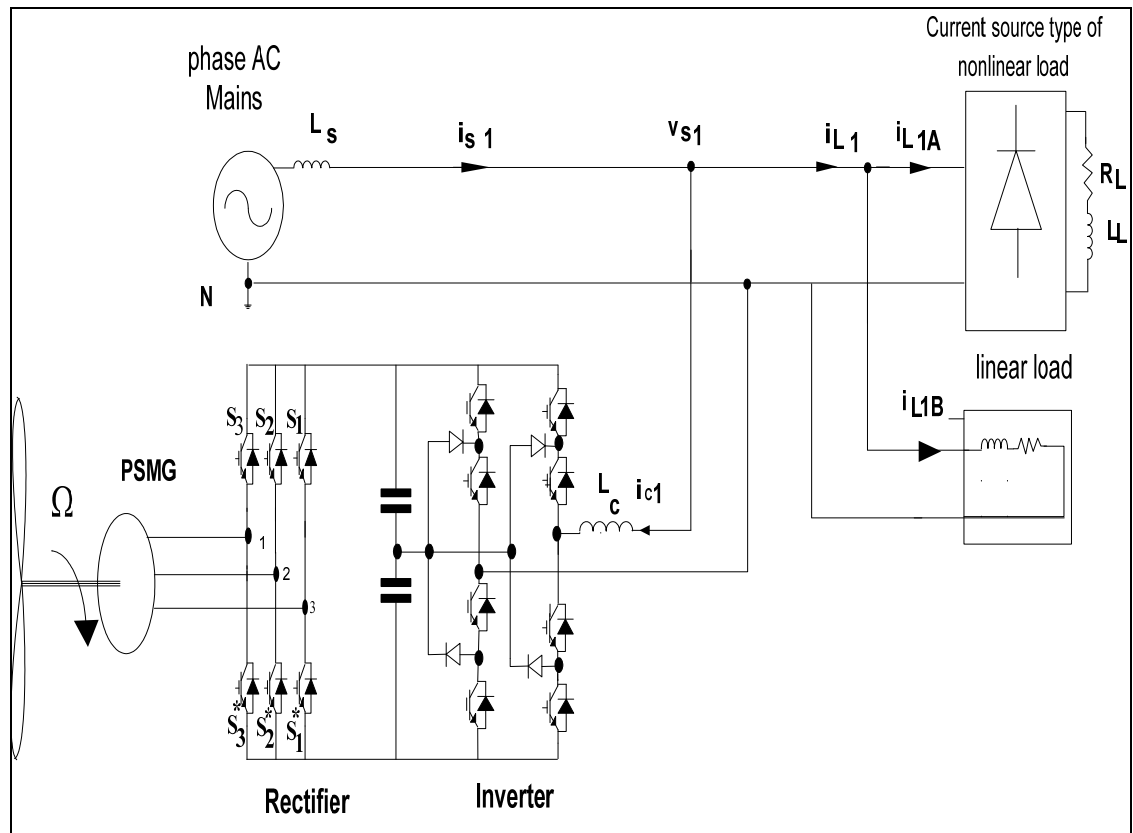


Figure 4.1 Schéma global de la topologie 2

4.2 Modélisation et stratégies de modulation de l'onduleur trois niveaux en monophasé

4.2.1 Topologie NPC du convertisseur

L'onduleur ci-après est composé de 8 Switch et génère le signal de commande sur trois niveaux distincts. Ainsi il est nécessaire de changer la modulation à largeur d'impulsion et ainsi exploiter ce convertisseur de manière optimale. (Seo, Choi, et Hyun, 2001).

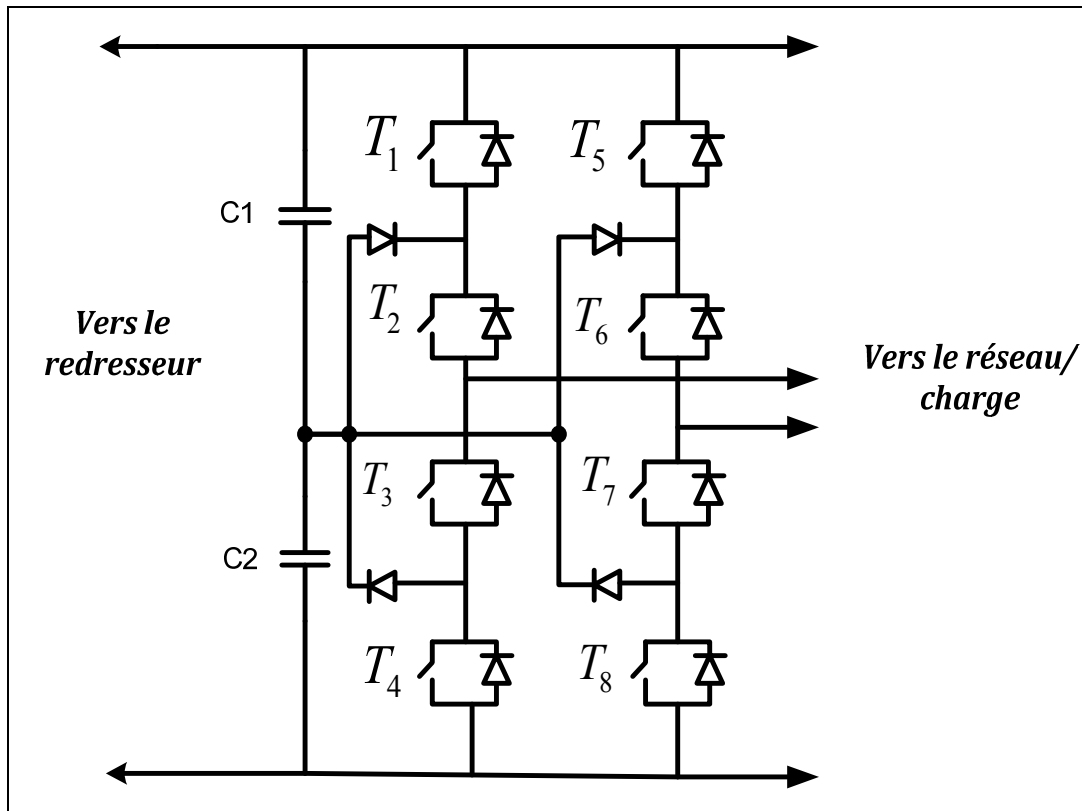


Figure 4.2 Topologie NPC

La génération des impulsions PWM (MLI) à été conçu d'après la table suivante : La table ainsi présentée à été exposés dans un article de (Song, Feng, et Xiong, 2008)

Tableau 4.1 Séquence MLI de l'onduleur NPC 8 interrupteurs

Cas	T1	T 2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	V _{ab}
1	1	1	0	0	1	1	0	0	0
2	1	1	0	0	0	1	1	0	$V_{dc}/2$
3	1	1	0	0	0	0	1	1	V_{dc}
4	0	1	1	0	0	0	1	1	$V_{dc}/2$
5	0	1	1	0	0	1	1	0	0
6	0	1	1	0	1	1	0	0	$-V_{dc}/2$
7	0	0	1	1	1	1	0	0	$-V_{dc}$
8	0	0	1	1	0	1	1	0	$-V_{dc}/2$

Le convertisseur trois niveaux permet de générer une tension à trois niveaux, permettant de réduire l'impact sur le réseau et également la tension que chaque interrupteur doit supporter à ses bornes.(Liu, Wang, et Xing 2011).

Effectivement, une telle méthode implique que les interrupteurs ne supportent qu'une tension divisée par deux par rapport à la topologie classique à deux niveaux. Ainsi, les parasites créés par l'ouverture et la fermeture de ces interrupteurs s'en voit diminué. Avec la commande donnée ci-dessous :(Halász et Zakharov, 2002).

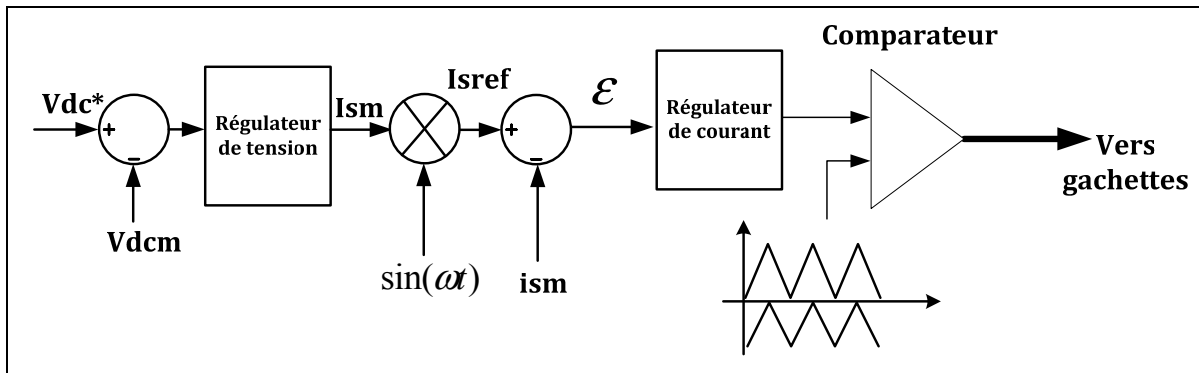


Figure 4.3 Commande indirecte monophasée avec MLI

4.2.2 Résultats de simulation pour le filtre actif NPC (8 interrupteurs) trois niveaux

Afin d'exploiter les résultats pour le filtre actif simple NPC, nous allons observer les courants et tensions de source, le courant de charge, le courant de filtre, la tension du bus dc et la tension entre deux phases en sortie de l'onduleur pour deux différents types de charges, à savoir, la charge type source de courant et la charge de type source de tension.

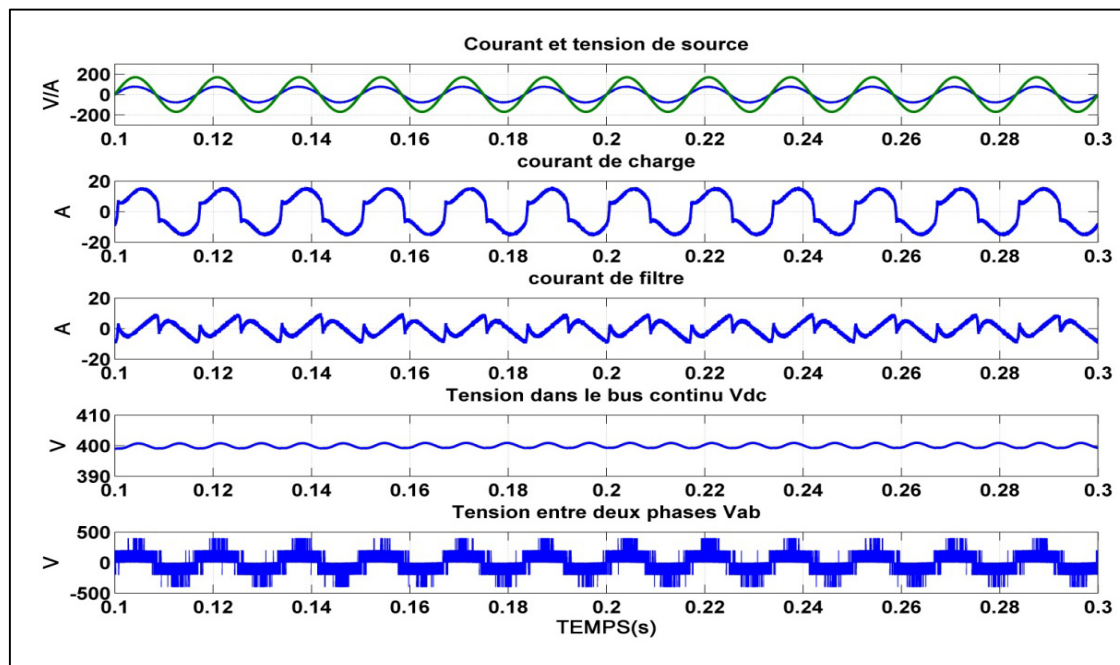


Figure 4.4 Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé NPC avec charge RL

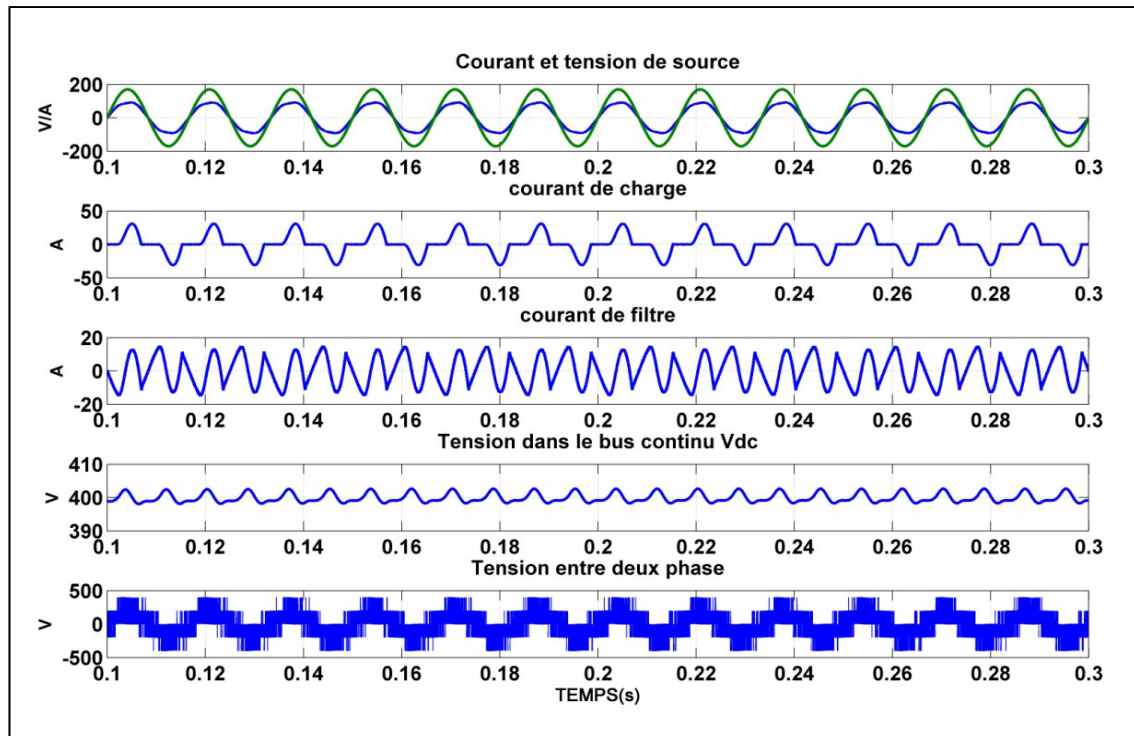


Figure 4.5 Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé NPC avec charge RC

Pour les deux cas de charges on observe que les harmoniques sont correctement corrigées et que le bus DC est régulé. De plus on observe bien que la tension V_{ab} génère une tension trois niveaux.

4.3 Résultats de simulation de l'ensemble avec PMSG

Les résultats de simulation présentés à la figure 4.7, montrent : le courant de source, la tension de source, le courant de charge, le courant de filtre, la tension du bus dc et la tension entre deux phases en sortie de l'onduleur. La figure 4.8, montre la vitesse de rotation de la PMSG et sa référence.

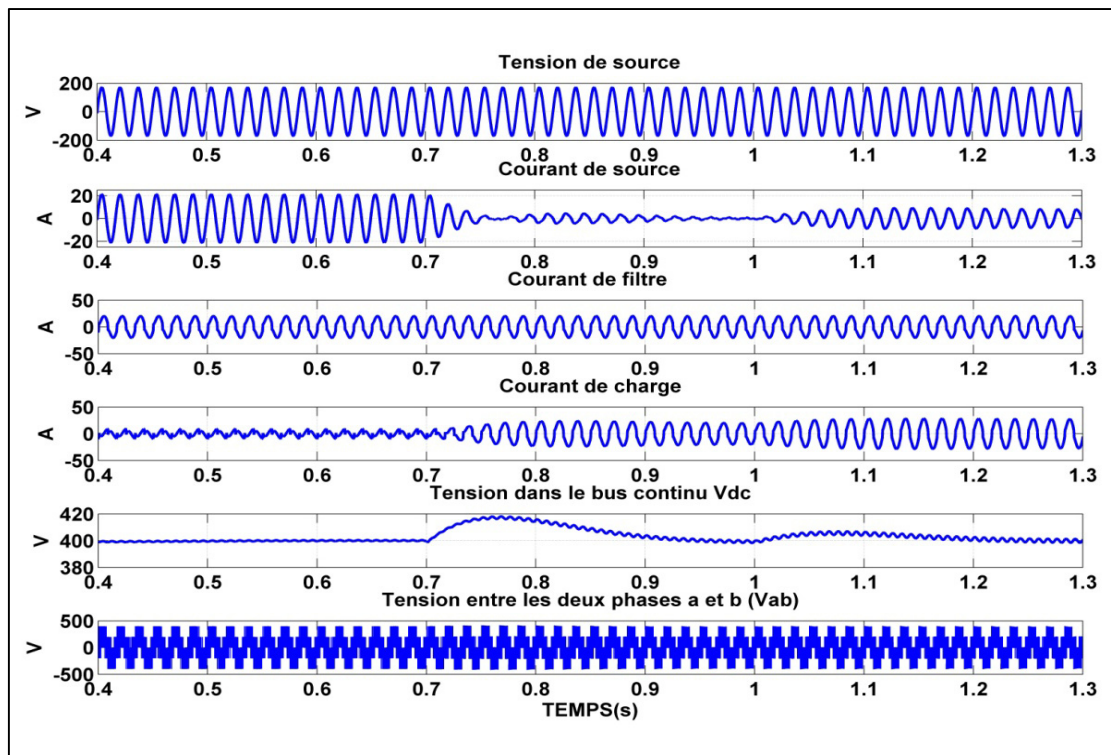


Figure 4.6 Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse de rotation de la PMSG

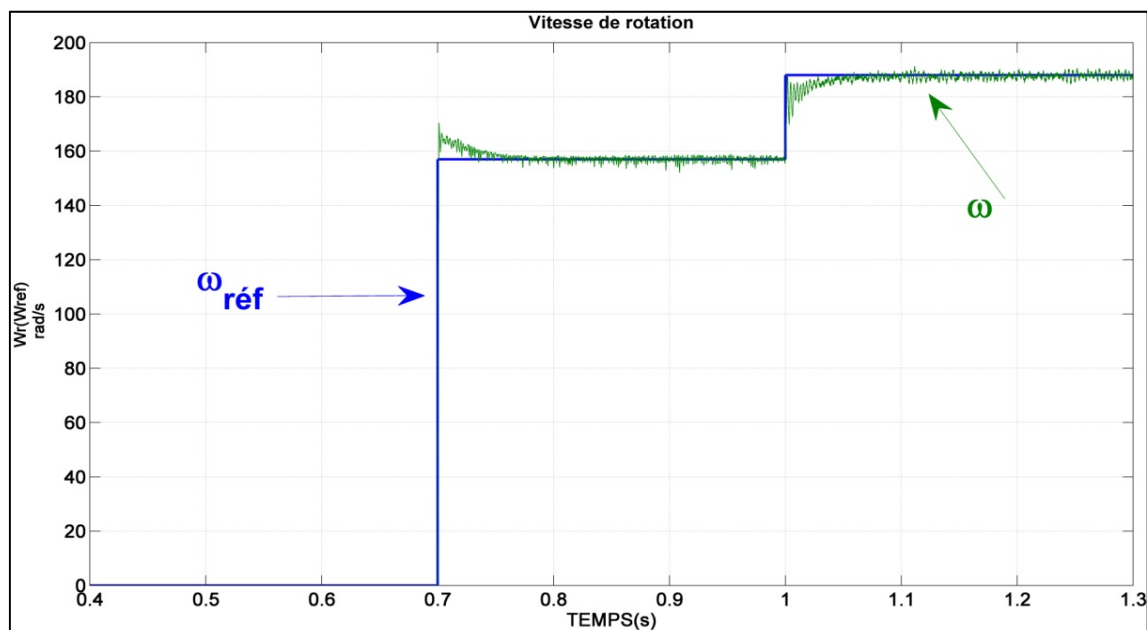


Figure 4.7 Réponse dynamique de la vitesse de rotation

La vitesse de rotation mesurée suit parfaitement la vitesse de référence, et la tension du bus V_{DC} est parfaitement régulée. La compensation des courants harmoniques et de la puissance réactive est parfaitement assurée lors de la variation de la vitesse de rotation de la PMSG.

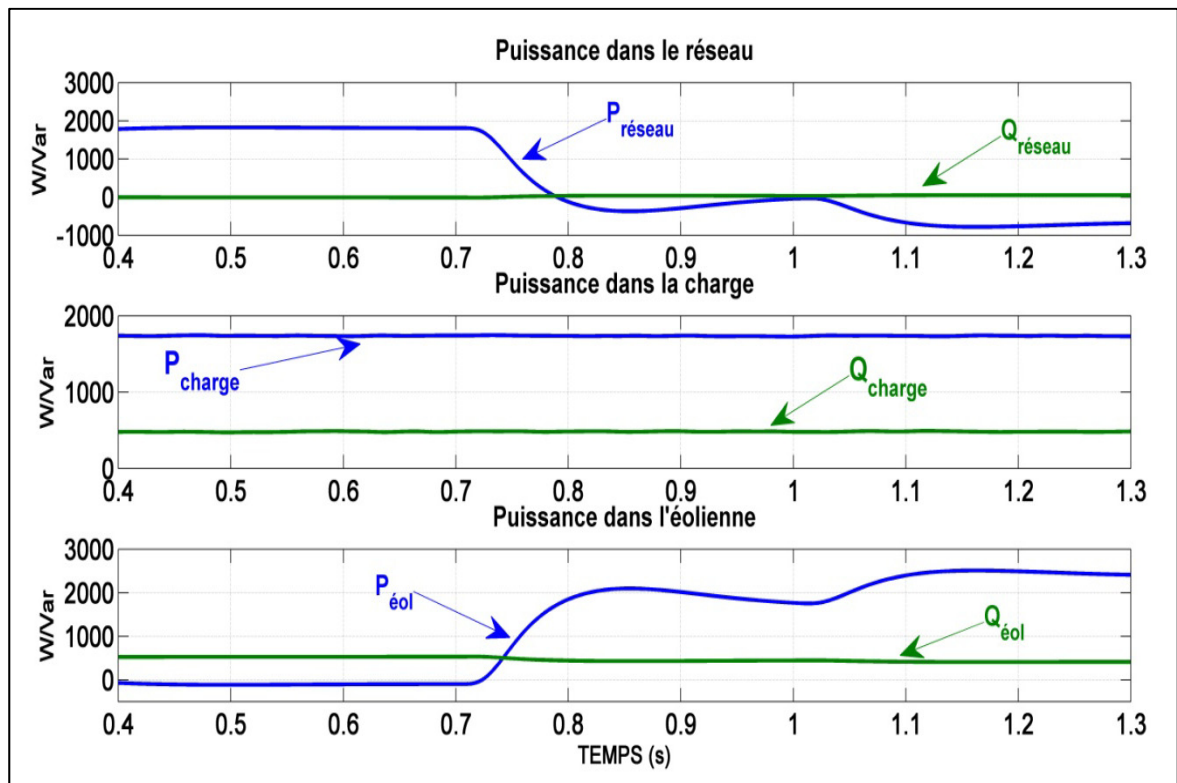


Figure 4.8 Écoulement de puissance dans le système

En figure 4.8, on observe la circulation de puissance dans le réseau électrique, dans la charge et celle provenant de l'éolienne via l'onduleur. On remarque de $t=0.4$ à $t=0.7$ s, c'est le réseau électrique seul qui alimente la charge. De $t=0.7$ à $t=1$ s, la PMSG est actionnée, sa vitesse de rotation passe de zéro à 50 rd/s, de ce fait, une puissance active est produite, elle est envoyée vers la charge via l'onduleur, ce qui réduit presque à zéro la puissance active provenant du réseau pour alimenter la charge. De $t=1$ s à $t=1.3$ s, l'éolienne fournit assez de puissance pour alimenter la charge et suffisamment pour fournir de la puissance au réseau.

Tableau 4.2 Paramètres de simulation pour la deuxième topologie

Charge non linéaire	$R_L = 10 \text{ ohms}$; $L_L = 0.015 \text{ H}$
Filtre Actif (8 interrupteurs « NPC »)	$L_F = 0.004 \text{ H}$; $C_{1,2} = 4000 \mu F$
PMSG	$V = 283 \text{ V}$; $C = 2.3404 \text{ N.m/A}$; $R_S = 0.008 \text{ ohms}$

Nous avons étudié, dans ce chapitre, une topologie basique opérant sur un réseau monophasé pouvant être relié à un groupement de maison par exemple. Pour le monophasé cette topologie est assez dispendieuse du fait de la grosseur et du nombre d'IGBT dans les convertisseurs. Ce dispositif implique également un certain impact sur le réseau. Nous allons tenter dans le chapitre suivant d'améliorer l'impact sur le réseau.

CHAPITRE 5

MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR/ONDULEUR (SIX INTERRUPTEURS)

5.1 Introduction

Nous abordons maintenant une topologie à trois niveaux, dérivée de la précédente ou nous intégrons un onduleur monophasé à six interrupteurs. Nous pouvons observer la topologie du système global sur la figure suivante (Lin et Chen, 2002).

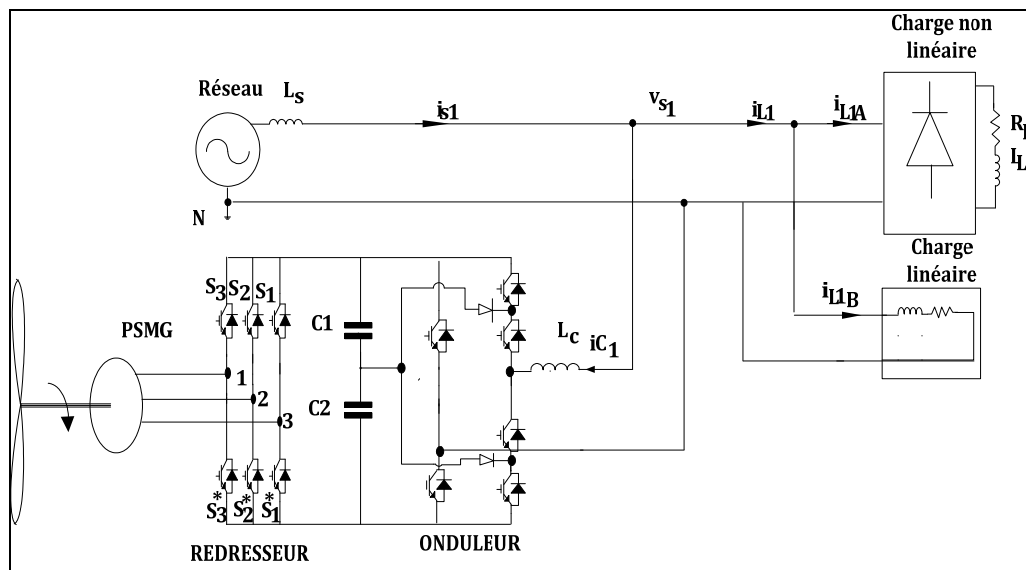


Figure 5.1 Schéma global de la topologie 3

5.2 Modélisation de la topologie à «six interrupteurs» du convertisseur

5.2.1 Modélisation du convertisseur 6 interrupteurs

Ce convertisseur présenté ci-dessous se compose de six interrupteurs et permet grâce à une séquence de MLI généré une tension à trois niveaux. La configuration est représentée à la figure 5.2.

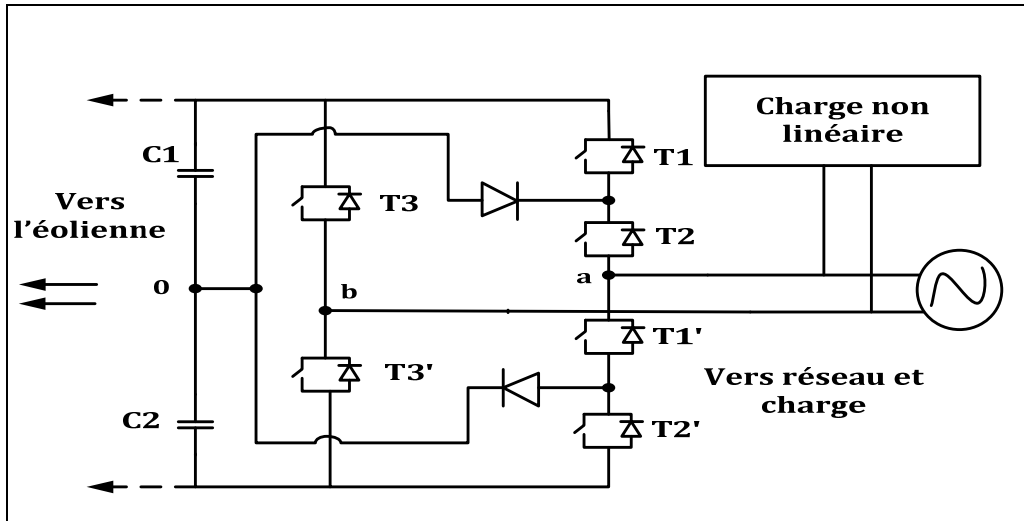


Figure 5.2 Schéma de l'onduleur à six interrupteurs

La modulation à largeur d'impulsions est déterminée de telle sorte que les valeurs de tension à la sortie du convertisseur soient étalonnées sur V_{dc} , $V_{dc}/2$, 0 et leurs valeurs négatives. En se référant à l'article (Salim, 2010) on peut ainsi déterminer les techniques de modulations grâce à une séquence découlant du tableau et de la figure 5.3.

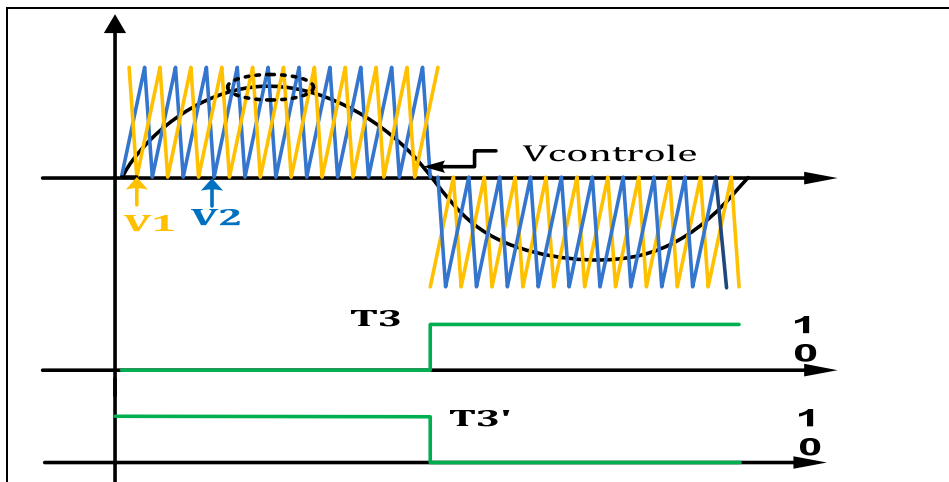


Figure 5.3 Synthèse de modulation MLI

En s'appuyant sur la table correspondant à la figure ci-dessus inspiré de (Lin et Chen 2002) et (Lin et Huang ,2004) :

Les fonctions équivalentes de commutation sont données par :

$$g_a = \begin{cases} 1 & T_1 ; T_2 \text{ on} \\ 0 & T_1' ; T_2 \text{ on} \\ -1 & T_1' ; T_2' \text{ on} \end{cases} \quad (5.1)$$

$$g_b = \begin{cases} 1 & T_3 \text{ on} \\ -1 & T_3' \text{ on} \end{cases} \quad (5.2)$$

L'expression de la tension V_{ab} à l'entrée du filtre actif en fonction de la tension V_{dc} est donnée par si on suppose que $\Delta v_{dc} = 0$:

$$v_{ab} = \frac{g_a - g_b}{2} v_{dc} \quad (5.3)$$

Tableau 5.1 Séquence MLI de l'onduleur six interrupteurs

g_1	g_2	T1	T2	T1'	T2'	T3	T4	Vab
1	1	1	1	0	0	1	0	0
1	-1	1	1	0	0	0	1	Vdc
0	1	0	1	1	0	1	0	- Vdc/2
0	-1	0	1	1	0	0	1	Vdc/2
-1	1	0	0	1	1	1	0	-Vdc
-1	-1	0	0	1	1	0	1	0

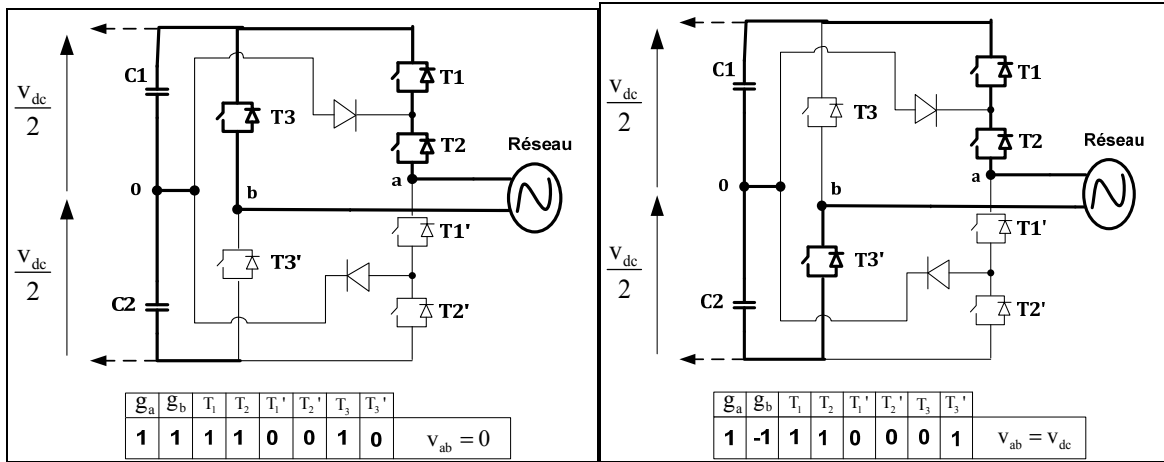


Figure 5.4 Schéma des séquences mode 1 et 2

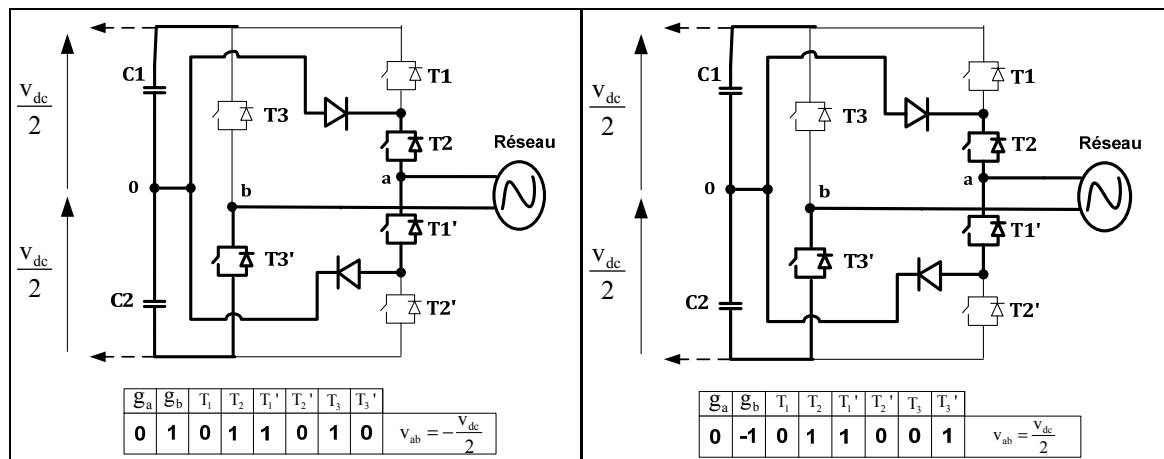


Figure 5.5 Schéma des séquences mode 3 et 4

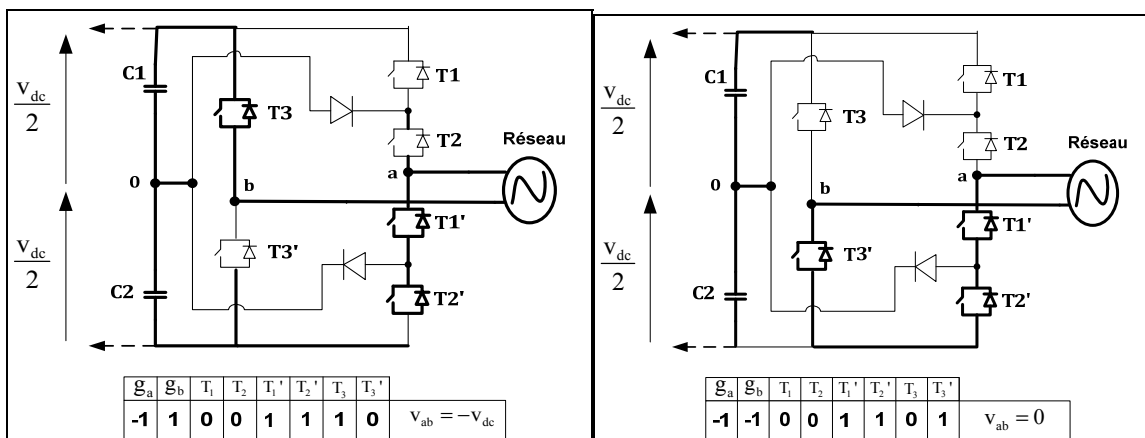


Figure 5.6 Schéma des séquences mode 5 et 6

5.2.2 Résultats de simulation pour le filtre actif 6 interrupteurs

Nous aborderons la simulation du filtre actif à six interrupteurs seul alimentant une charge de type source de courant (RL), puis une charge de type source de tension (RC).

Les deux figures suivantes montrent : la tension de source (v_s), le courant de source (i_s), le courant de la charge non linéaire (i_L), le courant du filtre actif (i_C), la tension du bus DC (V_{dc}) et enfin la tension de sortie de l'onduleur (v_F).

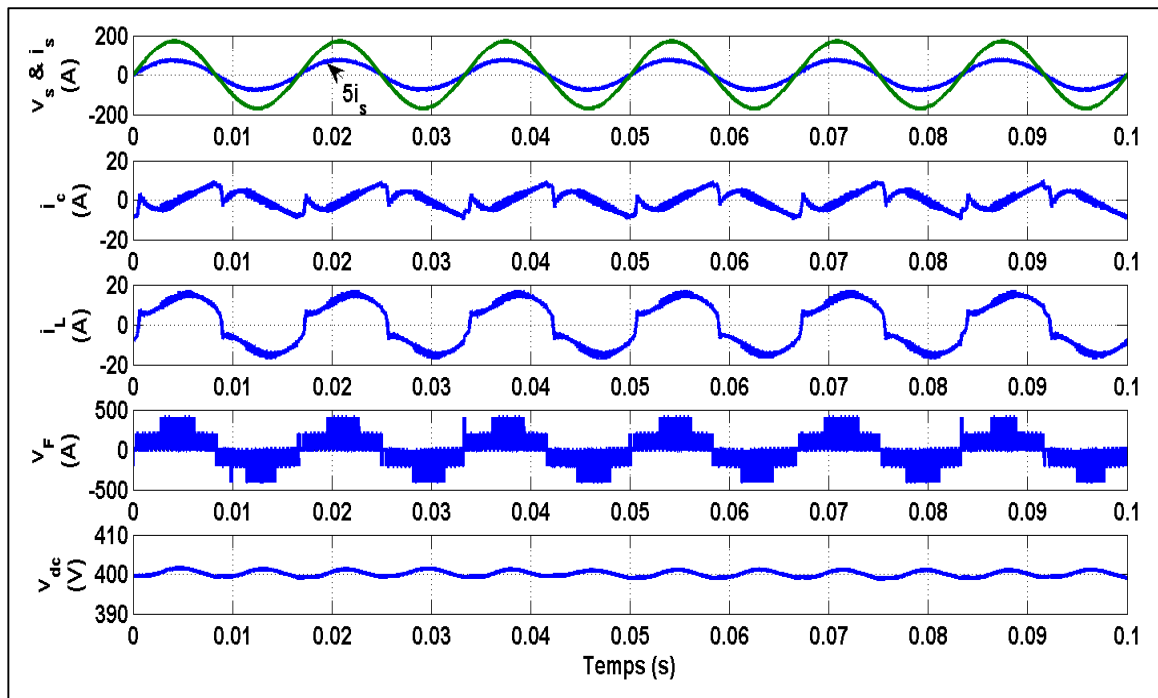


Figure 5.7 Réponse en régime permanent du filtre actif monophasé avec charge RL

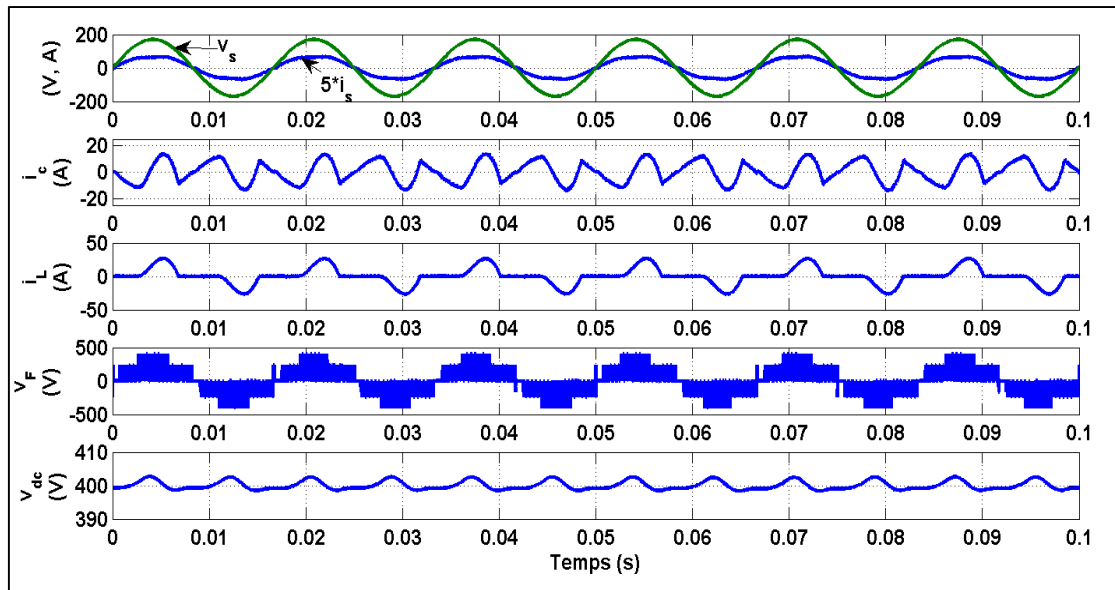


Figure 5.8 Réponse en régime permanent du filtre actif
monophasé avec charge RC

Les résultats de simulation du filtre actif pour les deux types de charge non linéaires montrent bien que le filtre pour les deux sortes de charge opère correctement, corrigeant ainsi les harmoniques et le facteur de puissance. La tension du bus DC est bien régulée, et la tension de sortie de l'onduleur est bien générée sur trois niveaux.

5.3 Résultat global

Les résultats de simulation présentés à la figure 5.9, montrent: le courant de source, la tension de source, le courant de charge, le courant de filtre, la tension du bus dc et la tension entre deux phases en sortie de l'onduleur. En figure 5.11, montre la vitesse de rotation de la PMSG et sa référence. La figure 5.10 montre l'écoulement de puissance dans le système complet.

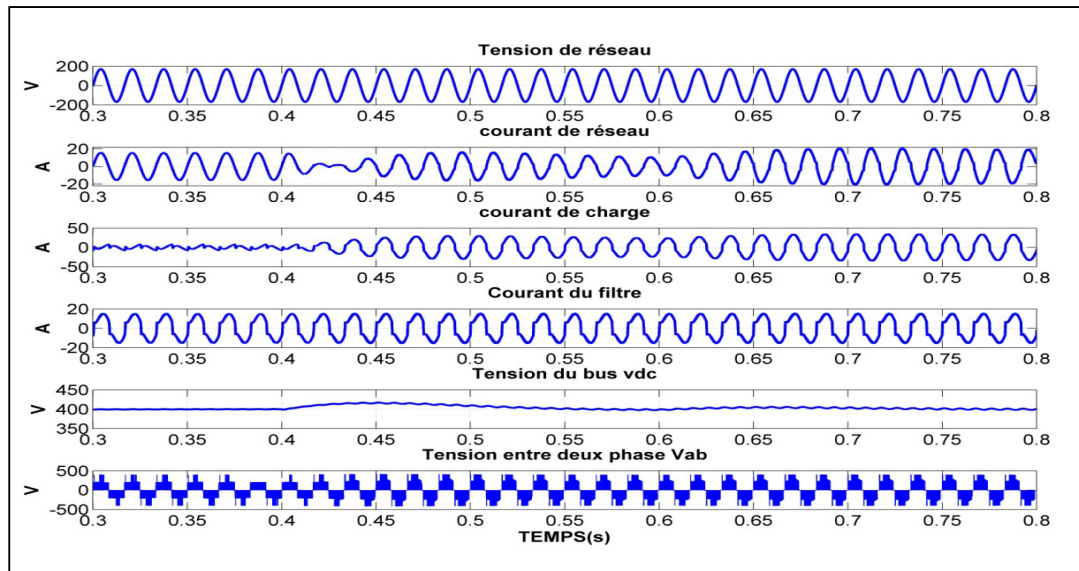


Figure 5.9 Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse de rotation

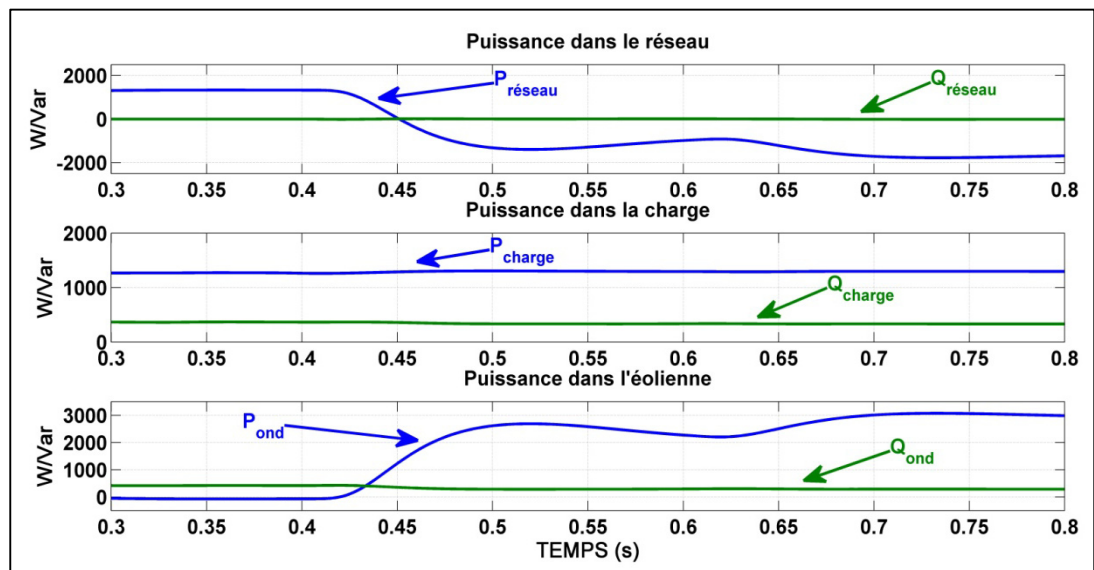


Figure 5.10 Écoulement de puissances du système

En figure 5.10, on observe la circulation de puissance dans le réseau électrique, dans la charge et celle provenant de l'éolienne via l'onduleur. On remarque de $t=0.3$ à $t=0.4$ s, c'est le réseau électrique seul qui alimente la charge. De $t=0.42$ à $t=0.62$ s, la PMSG est actionnée,

sa vitesse de rotation passe de zéro à 157 rd/s, de ce fait, une puissance active est produite, elle est envoyée vers la charge via l'onduleur, et une partie est renvoyée au réseau électrique. De $t=0.62$ s à $t=0.8$ s, l'éolienne, fonctionnant à une vitesse de 185 rd/s, fournit assez de puissance pour alimenter la charge et suffisamment, pour fournir plus de puissance au réseau.

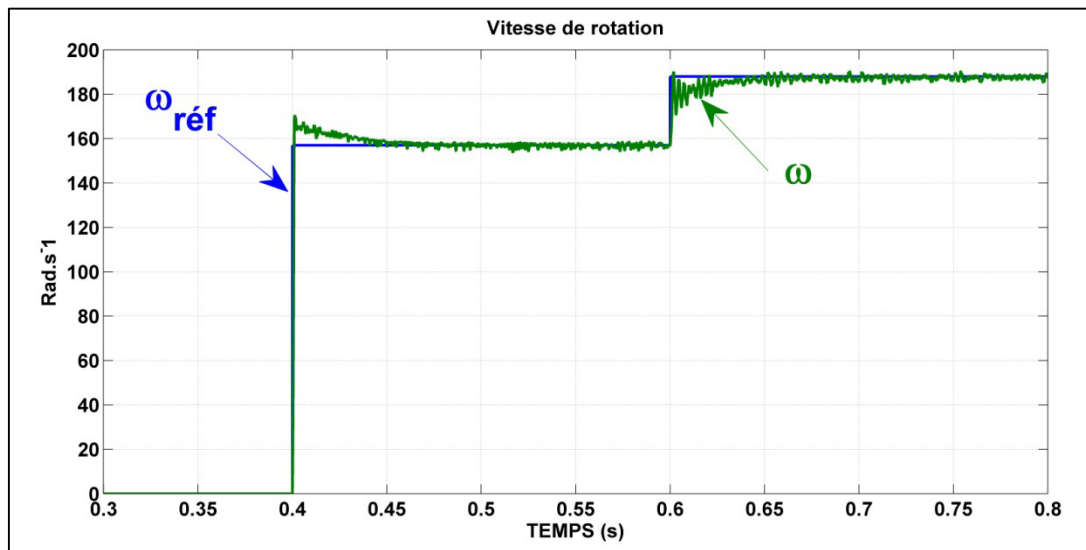


Figure 5.11 Réponse dynamique de la vitesse de rotation

Tableau 5.2 Paramètres de simulation pour la troisième topologie

Charge non linéaire	$R_L = 10 \text{ ohms}$; $L_L = 0.015 \text{ H}$
Filtre Actif (8 interrupteurs « NPC »)	$L_F = 0.004 \text{ H}$; $C_{1,2} = 4000 \mu F$
PMSG	$V = 283 \text{ V}$; $C = 2.3404 \text{ N.m/A}$; $R_S = 0.008 \text{ ohms}$

CHAPITRE 6

MODÉLISATION ET STRATÉGIE DE COMMANDE D'UN SYSTÈME PMSG/REDRESSEUR DE VIENNE /ONDULEUR (HUIT / SIX INTERRUPTEURS)

6.1 Introduction

Maintenant que nous avons optimisé les performances et le coût de la partie filtre actif, nous allons nous intéresser à la partie du redresseur, en implantant une topologie appelée « redresseur de vienne ». Ce redresseur est composé de trois interrupteurs seulement.

6.2 Modélisation et stratégies de commande du redresseur de vienne

Tel qu'il a été décrit dans la thèse de (Belhadj Youssef, 2007) Voici la topologie du redresseur dit « de vienne » .

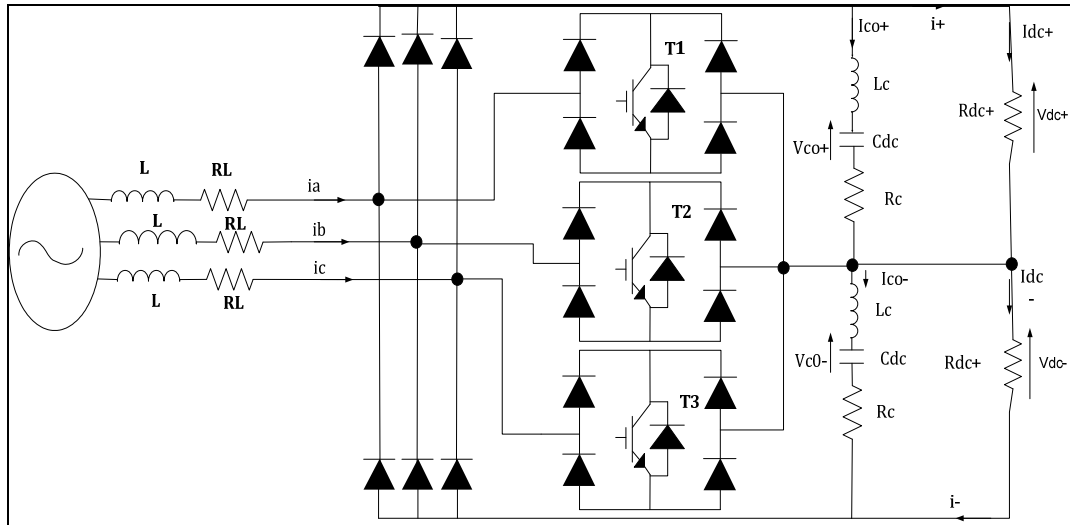


Figure 6.1 Topologie du redresseur de vienne

La modélisation de ce convertisseur Vienne est tirée de (Belhadj Youssef 2007). On a tout d'abord le modèle moyen dans le référentiel abc :

$$v_x = L \frac{d(i_x)}{dt} + r_L i_x + \left[v_{dc}^+ \theta(i_x) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_x)} \right] (1 - d_k) + v_{M,n} \quad (6.1)$$

$$x = \{a, b, c\}, k = \{1, 2, 3\}$$

On a de plus, d'après la thèse de (Belhadj Youssef 2007) chap2 para 2.1.

$$v_{M,n} = -\frac{1}{3}(v_{T1} + v_{T2} + v_{T3})$$

$$\theta(i_x) = \begin{cases} 1 & \text{si } i_x \succ 0 \\ 0 & \text{si } i_x \prec 0 \end{cases}$$

v_{T1}, v_{T2} et v_{T3} Correspondent aux tensions des trois interrupteurs respectifs. Les valeurs sont de plus ou moins v_{dc} en fonction du signe du courant ce qui donne :

$$v_{T_k} = \frac{v_{dc}}{2} (1 - d_k) \text{sgn}(i_x), \quad (6.2)$$

$$\begin{aligned} v_a = & L \frac{d(i_a)}{dt} + r_L i_a + \frac{2}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_a) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_a)} \right] (1 - d_1) \\ & - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_b) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_b)} \right] (1 - d_2) - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_c) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_c)} \right] (1 - d_3) \end{aligned} \quad (6.3)$$

$$\begin{aligned}
v_b = & L \frac{d(i_b)}{dt} + r_L i_b - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_a) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_a)} \right] (1 - d_1) \\
& + \frac{2}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_b) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_b)} \right] (1 - d_2) - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_c) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_c)} \right] (1 - d_3)
\end{aligned} \tag{6.4}$$

$$\begin{aligned}
v_c = & L \frac{d(i_c)}{dt} + r_L i_c - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_a) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_a)} \right] (1 - d_1) \\
& - \frac{1}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_b) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_b)} \right] (1 - d_2) + \frac{2}{3} \left[v_{dc}^+ \theta(i_c) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_c)} \right] (1 - d_3)
\end{aligned} \tag{6.5}$$

Ces équations sont simplifiées par : (Belhadj Youssef, 2007).

$$d'_k = 2(1 - d_k) \left[\frac{v_{dc}^+ \theta(i_x) - v_{dc}^- \overline{\theta(i_x)}}{v_{dc}^+ + v_{dc}^-} \right] \tag{6.6}$$

$$x = \{a, b, c\}, k = \{1, 2, 3\}$$

On définit vdc de telle sorte que :

$$v_{dc} = v_{dc}^+ + v_{dc}^- \tag{6.7}$$

$$v_{dc}^+ = \frac{v_{dc} + \Delta v_{dc}}{2} \tag{6.8}$$

$$v_{dc}^- = \frac{v_{dc} - \Delta v_{dc}}{2}$$

De même, on a :

$$\begin{aligned}
\theta(i_x) - \overline{\theta(i_x)} &= \text{signe}(i_x) \\
\theta(i_x) + \overline{\theta(i_x)} &= 1
\end{aligned} \tag{6.9}$$

La transformation de rapport cyclique initialement écrite en (6.5) devient :

$$\begin{aligned}
 d'_k &= 2(1-d_k) \left[\frac{\left(\frac{v_{dc} + \Delta v_{dc}}{2} \right) \theta(i_x) - \left(\frac{v_{dc} - \Delta v_{dc}}{2} \right) \overline{\theta(i_x)}}{v_{dc}} \right] \\
 d'_k &= (1-d_k) \left[\frac{v_{dc} (\theta(i_x) - \overline{\theta(i_x)}) + \Delta v_{dc} (\theta(i_x) + \overline{\theta(i_x)})}{v_{dc}} \right] \\
 d'_k &= (1-d_k) \left[\frac{v_{dc} \text{sign}(i_x) + \Delta v_{dc}}{v_{dc}} \right] \\
 \boxed{d'_k} &= (1-d_k) \left[\text{sign}(i_x) + \frac{\Delta v_{dc}}{v_{dc}} \right]
 \end{aligned} \tag{6.10}$$

Avec :

$$x = \{a, b, c\}, k = \{1, 2, 3\}$$

Comme la tension du bus dc est régulée par l'onduleur et que $\Delta v_{dc} = 0$ dans le cas du système complet. Alors on obtient :

$$d'_k = (1-d_k) [\text{signe}(i_x)] \tag{6.11}$$

Pour les trois phases, on a :

$$\begin{aligned}
 L \frac{di_1}{dt} &= V_1 - r_L i_1 - \frac{v_{dc}}{2} d'_1 \\
 L \frac{di_2}{dt} &= V_2 - r_L i_2 - \frac{v_{dc}}{2} d'_2 \\
 L \frac{di_3}{dt} &= V_3 - r_L i_3 - \frac{v_{dc}}{2} d'_3
 \end{aligned} \tag{6.12}$$

La modélisation dans le plan 'dq' donne :

$$\begin{aligned}
 L \frac{di_d}{dt} &= V_d - r_L i_d + L \omega_0 i_q - \frac{v_{dc}}{2} d'_d \\
 L \frac{di_q}{dt} &= V_q - r_L i_q - L \omega_0 i_d - \frac{v_{dc}}{2} d'_q \\
 L \frac{dv_{dc}}{dt} &= \frac{1}{C_{dc}} \left[\frac{3}{2} (d'_d i_d + d'_q i_q) - \alpha \frac{\Delta v_{dc}}{v_{dc}} d'_0 i_d - i_{dc}^+ - i_{dc}^- \right] \\
 L \frac{d\Delta v_{dc}}{dt} &= \frac{1}{C_{dc}} \left[-\frac{3}{2} \frac{\Delta v_{dc}}{v_{dc}} (d'_d i_d + d'_q i_q) + \alpha d'_0 i_d - i_{dc}^+ - i_{dc}^- \right]
 \end{aligned} \tag{6.13}$$

Le réarrangement donne :

$$\begin{aligned}
 L \frac{dv_{dc}}{dt} + i_{dc}^+ + i_{dc}^- &= L \frac{dv_{dc}}{dt} + \frac{v_{dc}/2}{R_{DC}} + \frac{v_{dc}/2}{R_{DC}} \\
 &= L \frac{dv_{dc}}{dt} + \frac{v_{dc}}{R_{DC}} \\
 &= \frac{1}{C_{dc}} \left[\frac{3}{2} (d'_d i_d + d'_q i_q) \right]
 \end{aligned} \tag{6.14}$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} + \frac{v_{dc}}{R_{DC}} = \frac{1}{C_{dc}} \left[-\frac{3}{2} (d'_d i_d + d'_q i_q) \right] \tag{6.15}$$

Les nouvelles entrées sont ainsi données :

$$\begin{aligned}
 L \frac{di_d}{dt} + r_L i_d &= V_d + L \omega_0 i_q - \frac{v_{dc}}{2} d'_d = u_d \\
 L \frac{di_q}{dt} + r_L i_q &= V_q - L \omega_0 i_d - \frac{v_{dc}}{2} d'_q = u_q
 \end{aligned} \tag{6.16}$$

Donc il en découle :

$$\begin{aligned}
d'_d &= \frac{2}{v_{dc}}(-u_d + V_d + L\omega_0 i_q) \\
d'_q &= \frac{2}{v_{dc}}(-u_q + V_q - L\omega_0 i_d) \\
d'_0 &= 0
\end{aligned} \tag{6.17}$$

Transformons $d'_d; d'_q; d'_0$ en fonction de $d'_1; d'_2; d'_3$ en utilisant la transformation de Park et exprimons $d_1; d_2; d_3$

$$\begin{aligned}
d'_1 &= (1 - d_1)(\text{sign}(i_1)) \\
d'_2 &= (1 - d_2)(\text{sign}(i_2)) \\
d'_3 &= (1 - d_3)(\text{sign}(i_3))
\end{aligned} \tag{6.18}$$

Le vecteur d'entrée de commande $d'_k = [d'_d \quad d'_q \quad d'_0]$

Le schéma de commande pour le convertisseur de Vienne est donné à la figure 6.2.

Régulation de la tension du bus dc :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} + \frac{V_{dc}}{R_{DC}} = \frac{1}{C_{dc}} \left(\frac{3}{2} (d_d \cdot i'_d + d_q \cdot i'_q) \right) \tag{6.19}$$

On agit sur le courant i_d pour réguler Vdc, $d_q i_q = 0$.

$$\frac{dv_{dc}}{dt} + \frac{v_{dc}}{R_{DC}} = u_{dc} \tag{6.20}$$

$$\frac{3}{2C_{dc}} d_d i_d^* = U_{dc} \quad (6.21)$$

$$\rightarrow i_d^* = \frac{2C_{dc} U_{dc}}{3d_d}$$

En multipliant par V_{dc} au numérateur et au dénominateur :

$$i_d^* = \frac{2C_{dc} v_{dc}}{3d_d v_{dc}} = \frac{2}{3} \frac{C_{dc} v_{dc}}{V_d} u_{dc} \quad (6.22)$$

Où V_d : Tension du réseau suivant l'axe d

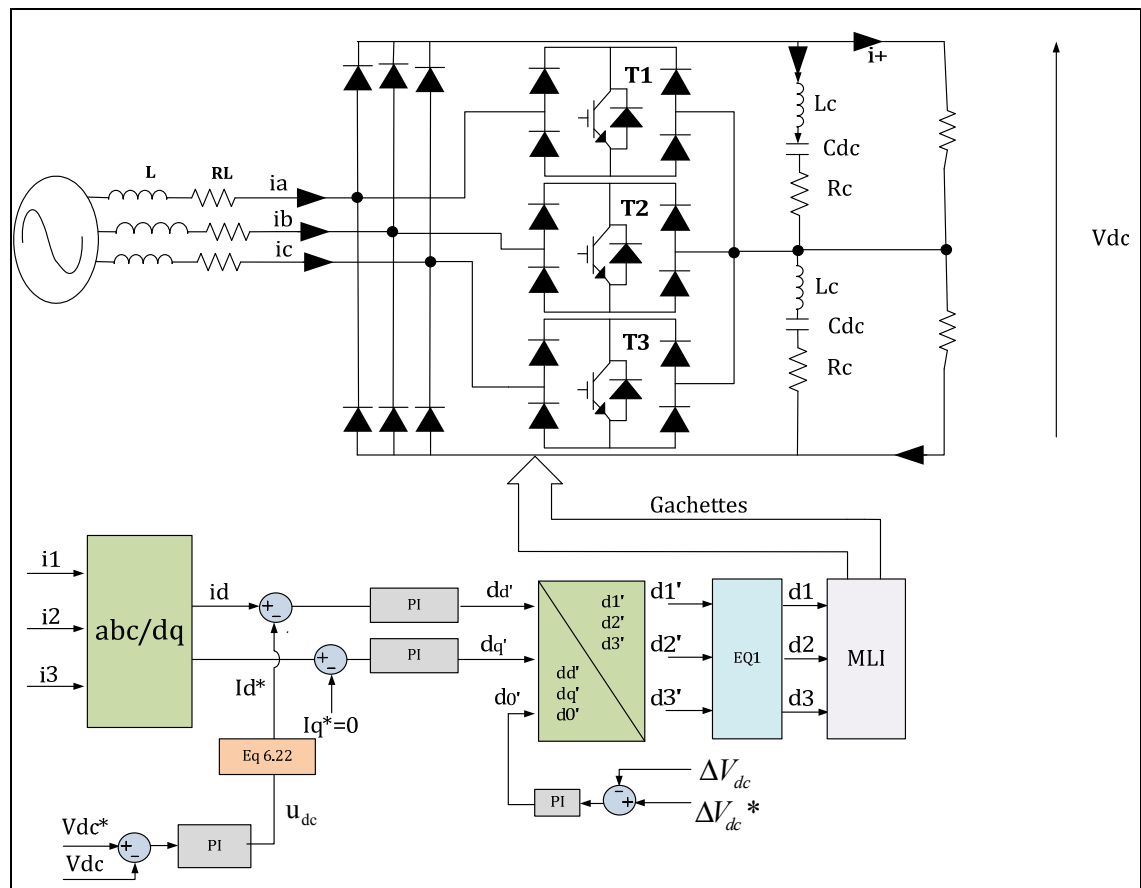


Figure 6.2 Topologie de commande du redresseur de vienne

6.2.1 Résultats de simulation pour le redresseur de vienne seul

Les résultats de simulation présentés à la figure 6.3 et 6.4, montrent : le courant de source, la tension de source, le courant de charge, la tension du bus dc, le courant suivant l'axe d, le courant suivant l'axe q, la tension v_{dc+} , la tension v_{dc-} , la tension Δv_{dc} , Le courant ΔI_{dc+} , et le courant ΔI_{dc-} . D'après ces figures, on remarque que le redresseur joue parfaitement son rôle en compensant les courants harmoniques, le facteur de puissance et la régulation de la tension du bus dc.

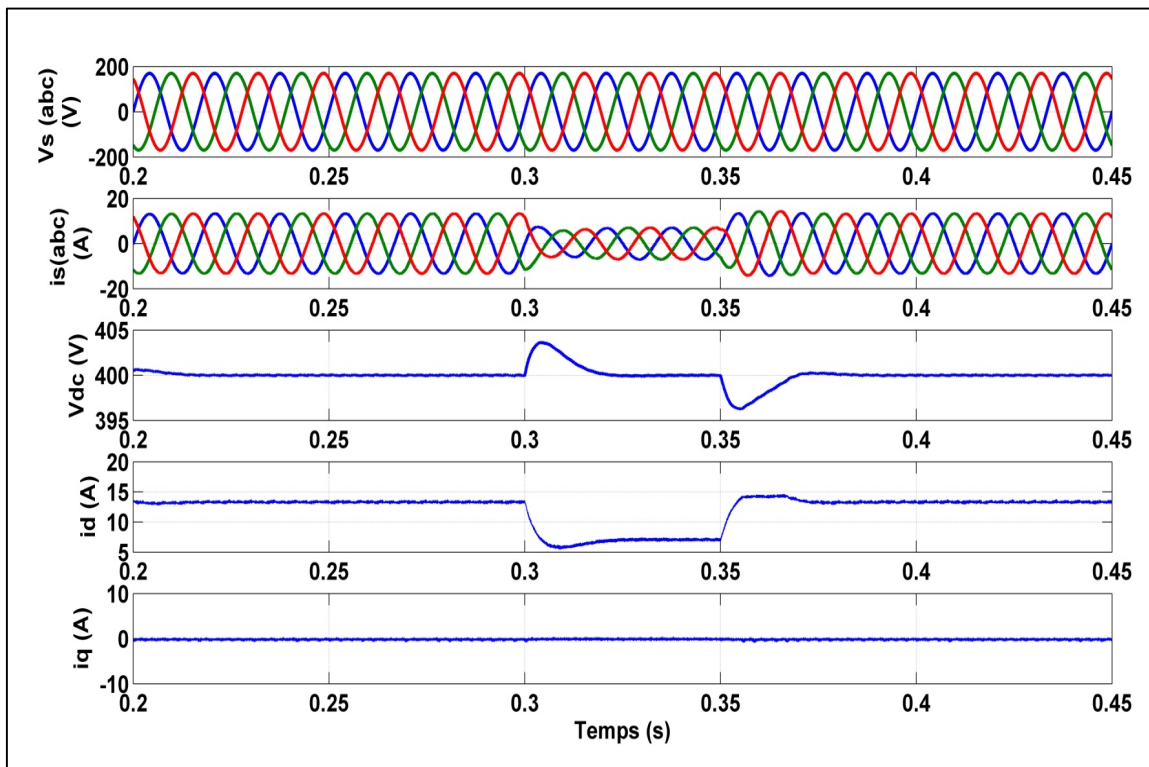


Figure 6.3 Résultats de simulation du Redresseur de Vienne seul (1)

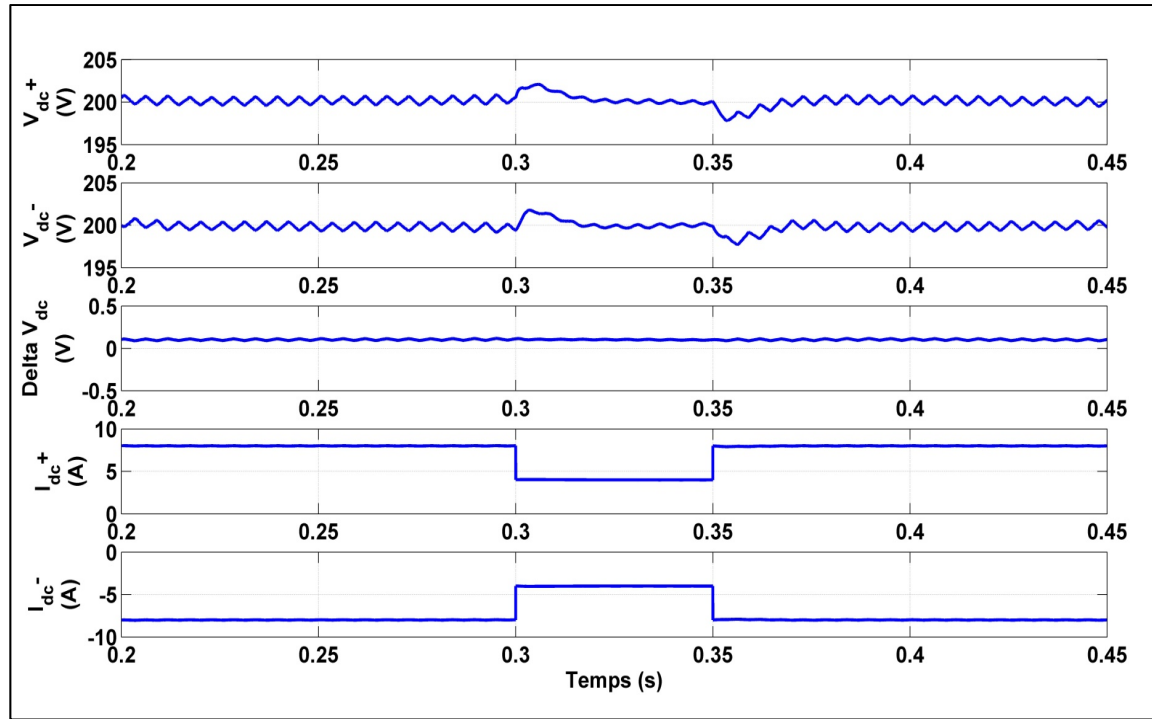


Figure 6.4 Résultats de simulation du Redresseur de Vienne seul (2)

6.3 Ensemble NPC/Vienne avec PMSG et onduleur à huit interrupteurs

Dans cette partie, après avoir étudié le redresseur seul avec une commande propre à sa topologie, nous allons adapter ce redresseur au système éolien. Ainsi nous proposons de coupler cette topologie de redresseur avec l'onduleur NPC à huit interrupteurs, puis avec l'onduleur à six interrupteurs utilisés précédemment, ce qui nous amènerait à une utilisation avec neuf au lieu de quatorze interrupteurs.

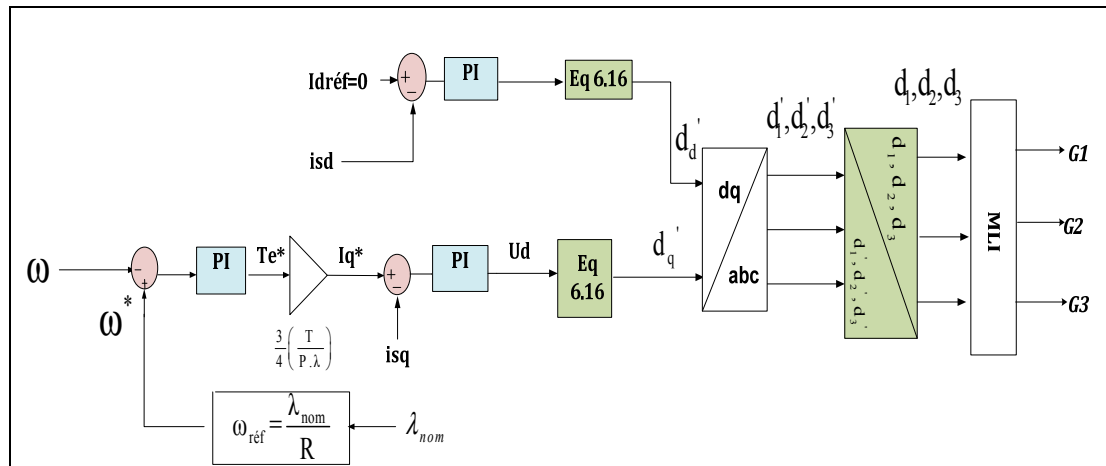


Figure 6.6 Schéma de la commande adaptée au pont de Vienne

Après implémentation de cette commande on obtient les résultats suivants :

Les résultats de simulation présentés à la figure 6.7, montrent: le courant de source, la tension de source, le courant de charge, le courant de filtre, la tension du bus dc et la tension entre deux phases en sortie de l'onduleur. En figure 6.8, montre la vitesse de rotation de la PMSG et sa référence. La figure 6.9 montre l'écoulement de puissance dans le système complet.

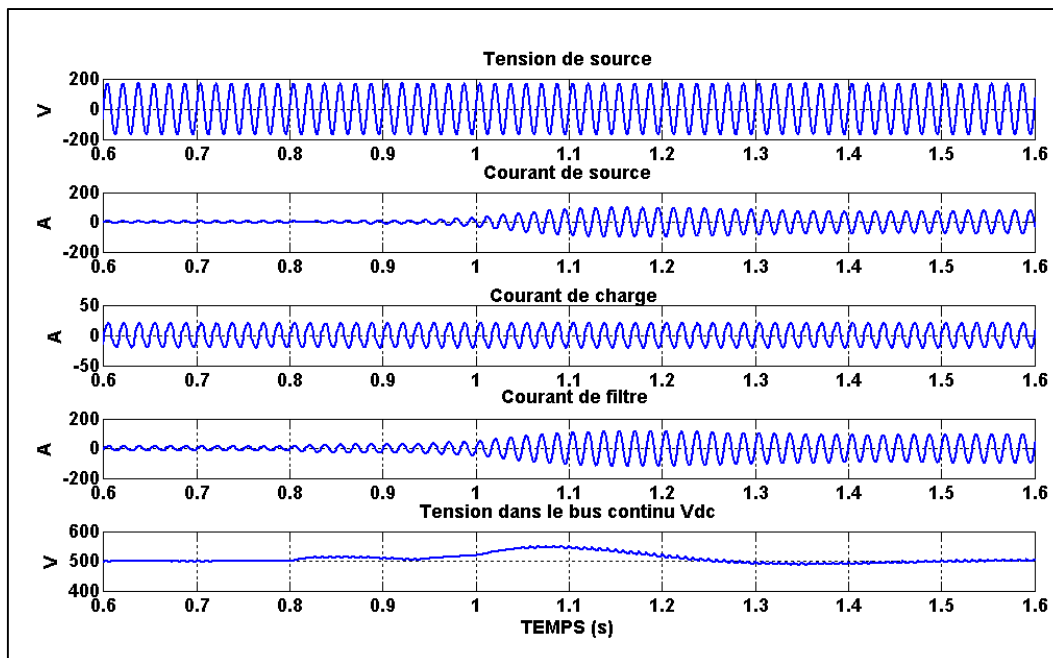


Figure 6.7 Réponse en régime dynamique lors de la variation de la vitesse de rotation pour la topologie PMSG/Vienne/NPC

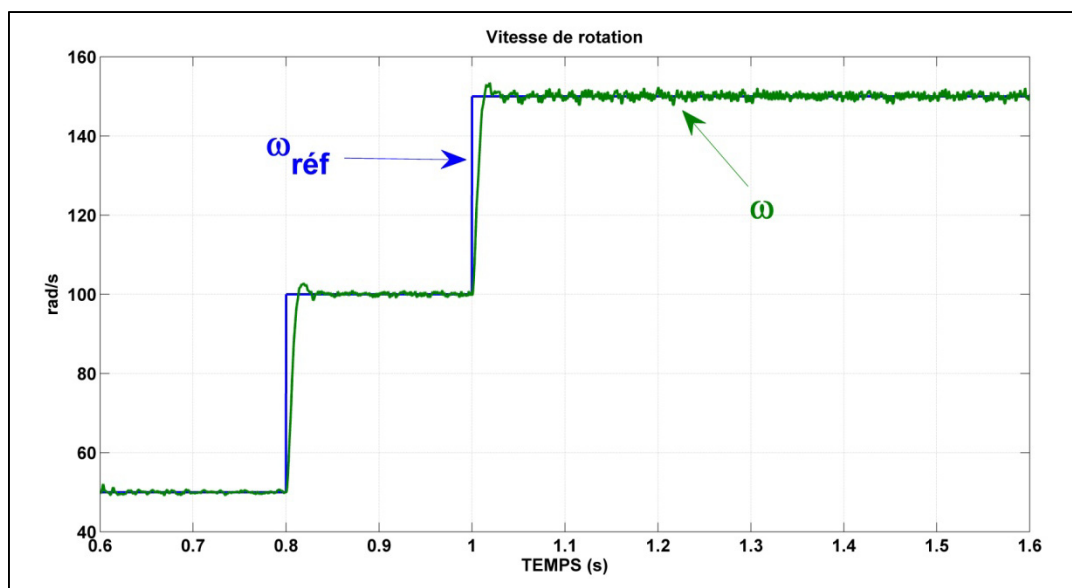


Figure 6.8 Réponse dynamique de la vitesse de rotation lors de la variation du vent pour la topologie PMSG/Vienne/NPC

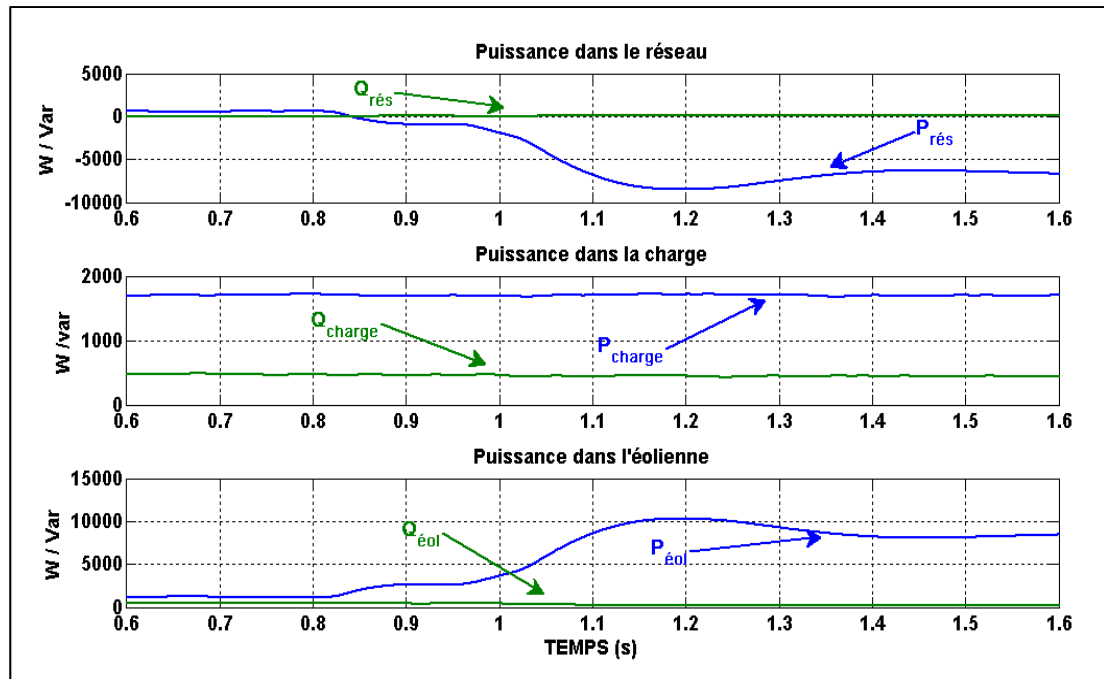


Figure 6.9 Écoulement de puissance du système pour la topologie PMSG/Vienne/NPC

La vitesse de rotation mesurée suit parfaitement la vitesse de référence, et la tension du bus V_{DC} est régulée.

En figure 6.9, on observe la circulation de puissance dans le réseau électrique, dans la charge et celle provenant de l'éolienne via l'onduleur. On remarque de $t=0.2$ à $t=0.3$ s, le réseau électrique ne fournit aucune puissance, c'est l'éolienne qui alimente seule la charge. De $t=0.3$ à $t=0.5$ s, la vitesse de rotation de la PMSG passe de 50 rd/s à 100 rd/s, de ce fait, une puissance active générée par l'éolienne augmente, le surplus est renvoyé au réseau électrique. De $t=0.5$ s à $t=0.7$ s, puis à $t=0.8$ s, la vitesse de la PMSG passe successivement de 100, à 150 rd/s, plus de puissance active est envoyée au réseau électrique.

Tableau 6.1 Paramètres de simulation pour la troisième topologie

Charge non linéaire	$R_L = 10 \text{ ohms}$; $L_L = 0.015 \text{ H}$
Filtre Actif (8 interrupteurs « NPC »)	$L_F = 0.004 \text{ H}$; $C_{dc} = 0.005 \text{ F}$
PMSG	$V = 283 \text{ V}$; $C = 2.3404 \text{ N.m/A}$; $R_S = 0.008 \text{ ohms}$
Pont de Vienne	$C_1 = 0.005 \text{ F}$; $C_2 = 0.005 \text{ F}$

6.3.2 Topologie utilisant l'onduleur six interrupteurs et le redresseur de Vienne

Voici un schéma global de la topologie mettant en œuvre la PMSG/Redresseur de Vienne/Onduleur 6 interrupteurs:

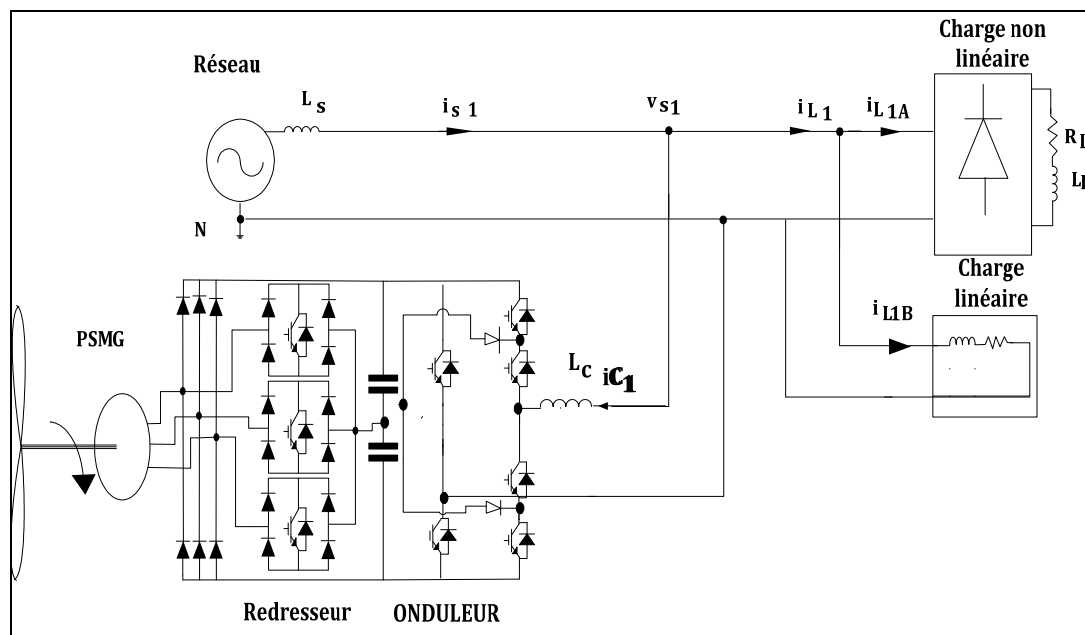


Figure 6.10 Schéma de la topologie PMSG Redresseur Vienne/Onduleur à six interrupteurs

On applique les mêmes commandes que précédemment, et on obtient les résultats suivants pour cette topologie.

Les résultats de simulation présentés à la figure 6.11, montrent: le courant de source, la tension de source, le courant de charge, le courant de filtre, la tension du bus dc et la tension entre deux phases en sortie de l'onduleur. En figure 6.12, montrent la vitesse de rotation de la PMSG et sa référence. La figure 6.13 montre l'écoulement de puissance dans le système complet.

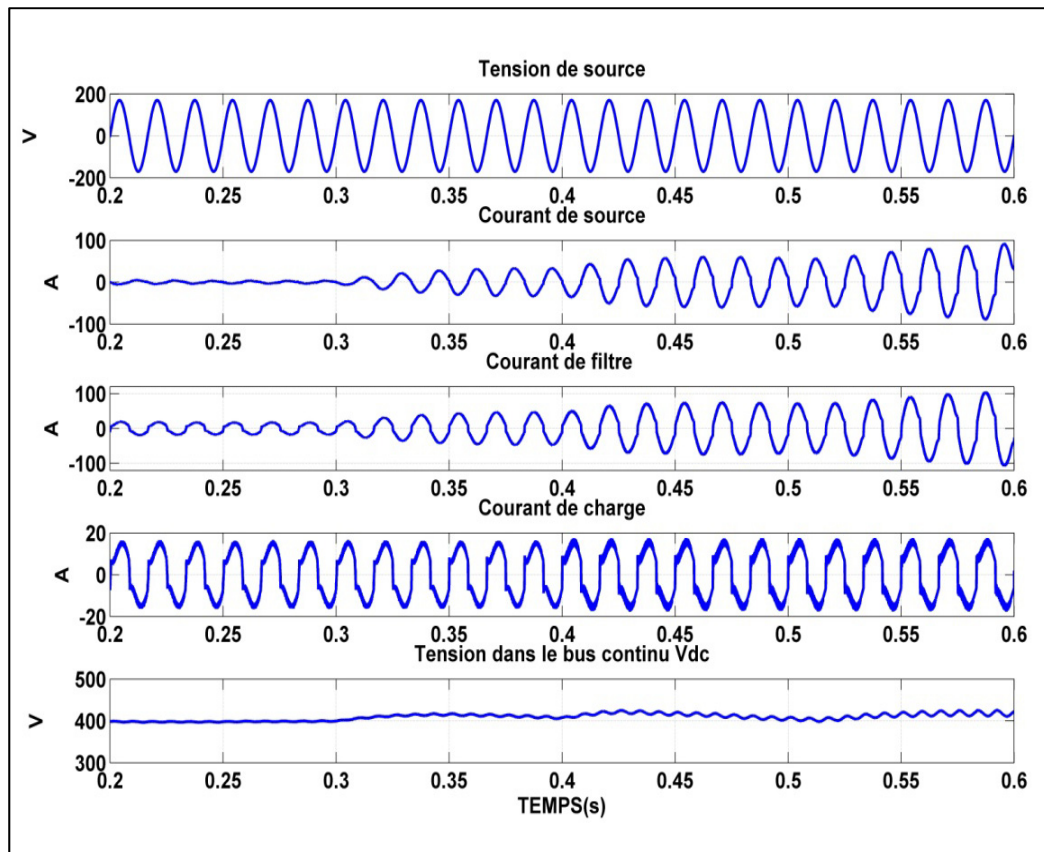


Figure 6.11 Réponse dynamique du système pour la topologie PMSG/Vienne/Onduleur six interrupteurs

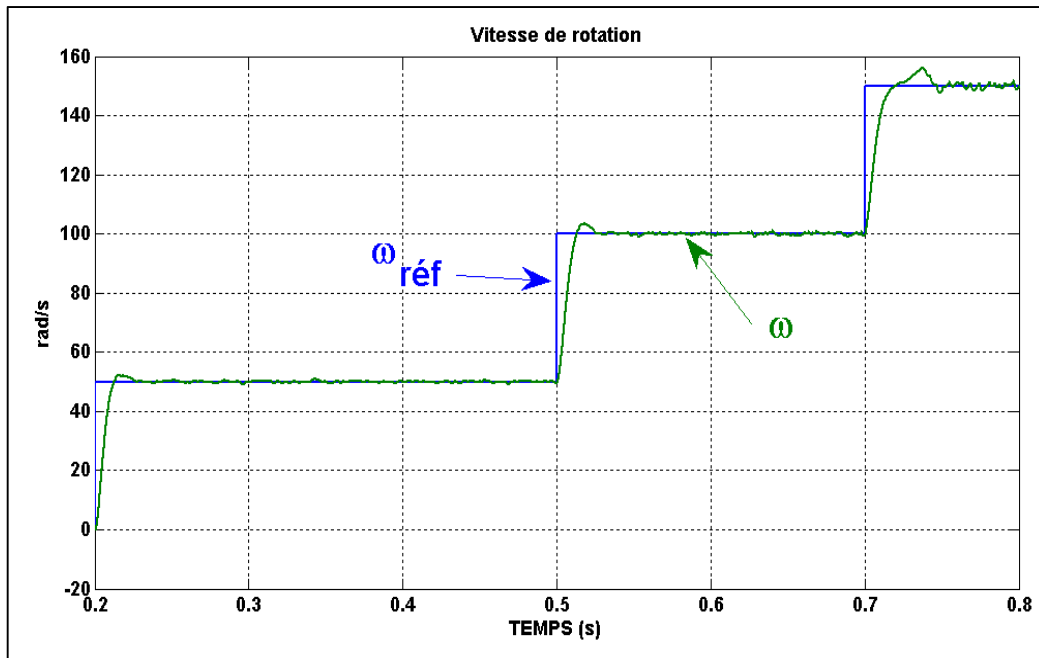


Figure 6.12 Réponse dynamique de la vitesse de rotation pour la topologie PMSG/Vienne/Onduleur six interrupteurs

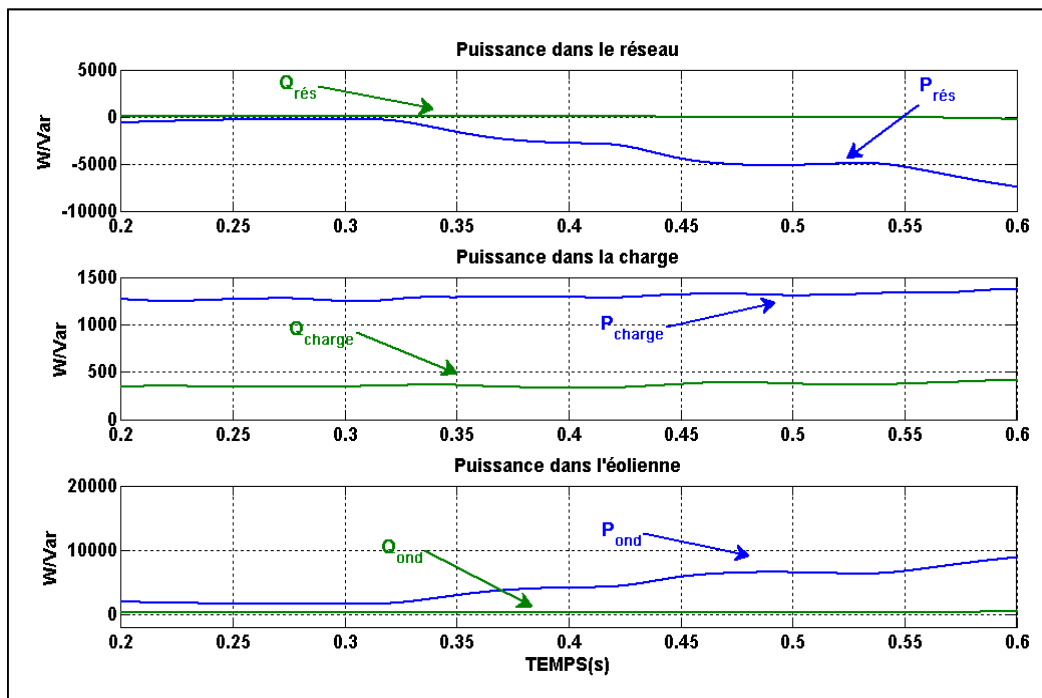


Figure 6.13 Écoulement de puissance du système pour la topologie PMSG/Vienne/Onduleur six interrupteurs

En figure 6.13, on observe la circulation de puissance dans le réseau électrique, dans la charge et celle provenant de l'éolienne via l'onduleur. On remarque de $t=0.2$ à $t=0.3$ s, que le réseau électrique ne fournit aucune puissance, c'est l'éolienne qui alimente seule la charge. De $t=0.3$ à $t=0.4$ s, la vitesse de rotation de la PMSG passe de 50 rd/s à 100 rd/s, de ce fait, une puissance active générée par l'éolienne augmente, le surplus est renvoyé au réseau électrique. De $t=0.4$ s à $t=0.5$ s, puis à $t=0.8$ s, la vitesse de la PMSG passe successivement de 100, à 150 rd/s, plus de puissance active est envoyée au réseau électrique.

Tableau 6.2 Paramètres de simulation pour la troisième topologie

Charge non linéaire	$R_L = 10 \text{ ohms}; L_L = 0.015 \text{ H}$
Filtre Actif (6 interrupteurs)	$L_F = 0.004 \text{ H} ; C_{dc} = 0.005 \text{ F}$
PMSG	$V = 283 \text{ V} ; C = 2.3404 \text{ N.m/A} ;$ $R_S = 0.008 \text{ ohms}$
Pont de Vienne	$C_1 = 0.005 \text{ F} ; C_2 = 0.005 \text{ F}$

6.4 Conclusion intermédiaire

Ici, Nous établirons une synthèse des différents systèmes étudiés sous forme de tableau récapitulatif.

Tableau 6.3 Comparaison des différentes topologies

Topologie étudiée	TDH dans le réseau (is) (%)	Temps de réponse de Vdc (sec)	Temps de réponse Vitesse (sec)	Nombre d'IGBT	impact sur le réseau
RS/O4I	1.88	0,015	0,02	6+4(400V)	Fort
RS/O8I	2.2	0,022	0,03	6+8(200V)	Faible
RS/O6I	3,32	0,012	0,05	6+6(200V)	Faible
RV/O8I	1.75	0.025	0.03	3+8(200V)	Faible
RV/O6I	4.2	0.06	0.025	3+6(200V)	Faible

Avec :

- Redresseur/Onduleur 6/4 IGBT avec système éolien (RS/O4I) ;
- Redresseur/Onduleur 6/8 IGBT avec système éolien (RS/O8I) ;
- Redresseur/Onduleur 6/6 IGBT avec système éolien (RS/O6I) ;
- Redresseur Vien/Onduleur 3/8 IGBT avec système éolien (RV/O8I) ;
- Redresseur Vien/Onduleur 3/6 IGBT avec système éolien (RV/O6I) .

Pour l'ensemble de ces topologies, le THD du courant de source est inférieur à 5%, ce qui respecte les normes IEEE standard 519. Les temps de réponses sont convenables. Ainsi, à partir du deuxième système nous avons réduit le nombre d'igbt tout en gardant les performances mises en jeu. Grâce à la topologie utilisant le redresseur de Vienne et l'onduleur six interrupteurs et trois niveaux nous avons fait une économie de cinq igbt par rapport à la topologie initiale présentant les même performances (trois niveaux de tension en sortie de l'onduleur).

CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans le cadre de ce travail de recherche, nous avons compartimenté notre étude en évolution progressive par rapport à un schéma usuel d'utilisation d'une éolienne MSAP reliée à un réseau monophasé par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance. Cette étude nous aura permis d'étudier un panel de solutions efficaces dans le cadre d'une éolienne de petite puissance nominale, dans notre cas d'environ 15 KW, alimentant une charge pouvant être assimilée à une maison à titre d'exemple et envoyant le surplus au réseau monophasé. Effectivement, nous avons exploité différentes topologies visant au maintien des performances, tout en réduisant le coût et l'utilisation de certains matériaux. Au fur et à mesure de l'évolution des ces topologies, nous avons réussi à réduire du montage d'origine cinq interrupteurs, ce qui représente un certain coût dans l'interface d'électronique de puissance. Nous avons tout d'abord utilisé un redresseur et filtre actif « classique » en guise d'étalonnage, puis avons tenté d'améliorer ses performances en utilisant un onduleur trois niveaux à huit interrupteurs. Par la suite, en s'inspirant d'articles, nous avons remplacé cet onduleur par un onduleur six interrupteurs et générant une tension sur trois niveaux, chaque interrupteur supportant la moitié de la tension du bus continu. Pour finir, nous avons adapté une topologie de redresseur trois interrupteurs dit de « Vienne » du côté de l'éolienne et l'avons assemblé pour le tester respectivement avec l'onduleur six interrupteurs et huit interrupteurs.

Des résultats de simulation pour toutes les topologies présentées dans ce mémoire donnent les résultats attendus. De bonnes performances ont été obtenues, que ce soit dans la compensation des harmoniques, dans la compensation de la puissance réactive, mais aussi, sur le contrôle de la puissance générée par l'éolienne.

Dans ce travail de recherche, nous avons proposé des systèmes de conversion d'énergie du vent vers l'énergie électrique à cout réduit, avec moins d'impact sur le réseau électrique. Il serait intéressant d'ajouter à ce projet des observateurs non linéaires pour estimer la vitesse

de rotation et la tension du bus dc afin de réduire encore davantage le coût global de ce système le rendant ainsi compétitif, en vue d'une éventuelle industrialisation.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Barote, L., et C. Marinescu. 2010. «PMSG wind turbine system for residential applications». In *Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium on*, 772–777.
- Belhadj Youssef, N. 2007. « Modelisation et commande des redresseurs triphases fonctionnant a haut rendement et a faible taux de distorsion harmonique: Application au redresseur triphase de vienne ». Mémoire de maîtrise en génie électrique, Montréal, École de technologie supérieure, 312 p
- Berlu, P. 1996. « «Calcul des efforts subis par les éoliennes de moyenne et forte puissance» 2eme rapport d'avancement de thèse ». *ONERA Lille*.
- Cao, D., S. Jiang, X. Yu, et F. Z. Peng. 2011. « Low cost single-phase semi-Z-source inverter ». In *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2011 Twenty-Sixth Annual IEEE*, 429–436.
- Datta, R., et V. T. Ranganathan. 2002. « Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 17 (3): 414–421.
- Diop, A. D. 1999. « Contribution au développement d'un simulateur électromécanique d'aérogénérateurs: simulation et commande en temps réel d'une turbine de puissance moyenne à angle de calage variable ». thèse de doctorat en génie électrique, Le Havre, université du Havre, 226 p
- Halász, S., et A. Zakharov. 2002. « PWM strategies of three-level inverter-fed AC drives ». In *Industry Applications Conference, 2002. 37th IAS Annual Meeting. Conference Record of the*, 3:1982–1987.
- Hamadi, Abdelhamid. 2011. *Chapitre4 Filtres Actifs*. [Notes du cours ENR-830 Convertisseurs d'énergie]. Montréal : École de Technologie Supérieure.
- Heier, S., et R. Waddington. 1998. « Grid integration of wind energy conversion systems ». *published Nov*: 118 p.
- Huang, K., S. Huang, F. She, B. Luo, et L. Cai. 2008. « A control strategy for direct-drive permanent-magnet wind-power generator using back-to-back PWM converter ». In *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, 2283–2288.

- Kelber, C. R., et W. Schumacher. 2000. « Adjustable speed constant frequency energy generation with doubly-fed induction machines ». In *Proceedings of the European Conference Variable Speed in Small Hydro, Grenoble, France*.
- Leconte, P., M. Rapin, et E. Szechenyi. 2001. « Éoliennes ». *Techniques de l'ingénieur. Génie mécanique* (BM4640): BM4640–1.
- Lin, B. R., et D. J. Chen. 2002. « Single-phase neutral point clamped AC/DC Converter with the Function of Power Factor Corrector and Active Filter ». In *Electric Power Applications, IEE Proceedings-*, 149p :p 19–30.
- Lin, B. R., et C. H. Huang. 2004. « Single-phase converter with flying capacitor topology ». In *TENCON 2004. 2004 IEEE Region 10 Conference*, 500p :p 73–76.
- Liu, Y., X. Wang, et Y. Xing. 2011. « Research based on SVPWM method of three level inverter ». In *Control Conference (CCC), 2011 30th Chinese*, 4513–4515.
- Mohan, N., et T. M. Undeland. 2007. *Power electronics: converters, applications, and design*. Wiley-India. Programme de génie électrique : 40 p.
- Neris, A. S., N. A. Vovos, et G. B. Giannakopoulos. 1999. « A variable speed wind energy conversion scheme for connection to weak AC systems ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 14 (1): p 122–127.
- Poitiers, F. 2003. « ETUDE ET COMMANDE DE GENERATRICES ASYNCHRONES POUR L'UTILISATION DE L'ENERGIE EOLIENNE-Machine asynchrone à cage autonome-Machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau ». Thèse de doctorat en génie électrique, France, École polytechnique, Nantes, 160 p.
- Qiu, Z., K. Zhou, et Y. Li. 2011. « Modeling and control of diode rectifier fed PMSG based wind turbine ». In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, 1384–1388. http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5994112.
- Raison, B., A. Morales, et M. Crappe. 2002. « L'Energie Electrique Eolienne, Partie I: Présentation Générale et Approche Probabilistique ». *Revue Internationale de Génie Electrique* 5: p 3–4.
- Refoufi, L., B. A. T. Al Zahawi, et A. G. Jack. 1999. « Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 14 (3): p 333–339.
- Salim, R., H. Y. Kanaan, K. Al-Haddad, et B. Khedjar. 2010. « LQR with integral action controller applied to a three-phase three-switch three-level AC/DC converter ». In

IECON 2010-36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, p 550–555.

- Schreiber, D. 2001. « State of the art of variable speed wind turbines ». In *11th International Symposium on Power Electronics*.
- Seo, J. H., C. H. Choi, et D. S. Hyun. 2001. « A new simplified space-vector PWM method for three-level inverters ». *Power Electronics, IEEE Transactions on* 16 (4): p 545–550.
- Singh, M. 2010. « Adaptive network-based fuzzy inference systems for sensorless control of PMSG based wind turbine with power quality improvement features ». Thèse de doctorat en génie électrique, Montréal, École de technologie supérieure, 220 p
- Song, W. S, X. Y Feng, et C. Xiong. 2008. « A neutral point voltage regulation method with SVPWM control for single-phase three-level NPC converters ». In *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC'08. IEEE*, 1–4.
- Tan, K., et S. Islam. 2004. « Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 19 (2): p 392–399.
- Tounzi, A. 1998. « Utilisation de l'énergie éolienne dans la production de l'électricité ». *Journées du club EEA* 28 (29): p 1–14.
- Vries, O. D. 1983. « On the theory of the horizontal-axis wind turbine ». *Annual review of fluid mechanics* 15 (1): p 77–96.
- Weigel, T, "Demagnetization effect in synchronous machine with permanent magnets", *Proceedings of the 33rd International Symposium on Electrical Machines*, 1997, p. 99-104.